N° 303

SÉNAT

REUNION DE PLEIN DROIT DU PARLEMENT
EN APPLICATION DE L'ARTICLE 16 DE LA CONSTITUTION
ET
2e SESSION ORDINAIRE DE 1960-1961

Annexe au procès-verbal de la 2e séance du 6 juillet 1961.

RAPPORT D'INFORMATION

FAIT

au nom de la Commission des Affaires économiques et du Plan (1), *à la suite de la mission effectuée par une délégation de cette Commission, sur le développement de la recherche et de l'exploitation du* **pétrole** *au* **Sahara,** *du 6 au 11 février 1961,*

Par MM. Jean BERTAUD, Raymond BRUN, Maurice COUTROT, Alfred DEHÉ, Jacques GADOIN, Yves HAMON, René JAGER, Marcel LEBRETON, Modeste LEGOUEZ et Raymond PINCHARD,

Sénateurs.

(1) *Cette commission est composée de :* MM. Jean Bertaud, *président* ; Paul Mistral, Etienne Restat, Joseph Yvon, Henri Cornat, *vice-présidents* ; René Blondelle, Auguste Pinton, Joseph Beaujannot, Jean-Marie Bouloux, *secrétaires* ; Louis André, Octave Bajeux, Jean Bardol, Amar Beloucif, Jean Bène, Auguste-François Billiemaz, Georges Bonnet, Albert Boucher, Amédée Bouquerel, Marcel Brégégère, Raymond Brun, Gabriel Burgat, Michel Champleboux, Henri Claireaux, Emile Claparède, Maurice Coutrot, Etienne Dailly, Léon David, Jean Deguise, Alfred Dehé, Henri Desseigne, Hector Dubois, Baptiste Dufeu, Emile Durieux, René Enjalbert, Jean Errecart, Jacques Gadoin, Jean de Geoffre, Victor Golvan, Léon-Jean Grégory, Mohamed Gueroui, Roger du Halgouet, Yves Hamon, René Jager, Eugène Jamain, Michel Kauffmann, Jean Lacaze, Maurice Lalloy, Robert Laurens, Charles Laurent-Thouverey, Marcel Lebreton, Modeste Legouez, Marcel Legros, Robert Liot, Henri Longchambon, Jacques Marette, Pierre-René Mathey, Charles Naveau, Gaston Pams, Guy Pascaud, François Patenôtre, Pierre Patria, Gilbert Paulian, Marc Pauzet, Paul Pelleray, Raymond Pinchard, Jules Pinsard, Michel de Pontbriand, Henri Prêtre, Eugène Ritzenthaler, Eugène Romaine, Laurent Schiaffino, Abel Sempé, Edouard Soldani, Charles Suran, Gabriel Tellier, René Toribio, Camille Vallin, Emile Vanrullen, Jacques Verneuil, Pierre de Villoutreys.

SOMMAIRE

Pages.

Avant-propos.

Composition de la délégation 4

Itinéraire 4

Observations préliminaires 6

Introduction.

Aperçus géographique et géologique du Sahara 7

Historique des travaux de recherche 8

CHAPITRE I. — **Découvertes et perspectives** 10

I. — *Le bassin de Fort-Polignac* 10

1° Exploration et exploitation 10

2° La Compagnie de recherches et d'exploitation de pétrole au Sahara (C. R. E. P. S.) 14

A. — Caractéristiques générales 14

B. — Activités 14

II. — *La région d'Hassi-Messaoud* 16

1° Le gisement d'Hassi-Messaoud 16

A. — Caractéristiques du champ 16

B. — Les sociétés exploitant le gisement 19

a) La Société nationale de recherches et d'exploitation des pétroles en Algérie (S. N. Repal). 20

b) La Compagnie française des pétroles d'Algérie (C. F. P. [A.]) 21

2° Les champs d'El Gassi et d'Erg-el-Agreb 23

III. — *Le champ d'Hassi-R'Mel* 24

1° Caractéristiques générales 24

2° Propriétés de la roche réservoir 24

3° Propriétés des fluides et réserves 26

CHAPITRE II. — **Le transport des hydrocarbures au Sahara** 28

I. — Le transport du pétrole de la région d'Hassi-Messaoud 28

1° L'oléoduc provisoire Hassi-Messaoud—Touggourt 28

2° L'oléoduc définitif Haoud-el-Hamra—Bougie 30

3° L'oléoduc Erg-el-Agreb—El Gassi—Hassi-Messaoud 32

II. — L'oléoduc Ohanet—Hassi-Messaoud 32

III. — L'oléoduc In Amenas—La Skhirra 33

IV. — Le gazoduc Hassi-R'Mel—Arzew 34

Pages.

CHAPITRE III. — **La production saharienne d'hydrocarbures et ses problèmes** .. 36

I. — La part du pétrole dans la consommation totale d'énergie 37

II. — La commercialisation du pétrole saharien 38

III. — Investissements et financement 43

IV. — L'évacuation des hydrocarbures sahariens 48

Conclusion 53

ANNEXES :

I. — Bilan énergétique de la France en 1960 58

II. — Bilan pétrolier de la France en 1960 59

CARTES :

Les principales structures productrices connues de la province orientale. 12

Le gisement de pétrole d'Hassi-Messaoud 17

Le gisement de gaz d'Hassi-R'Mel 25

Le transport des hydrocarbures sahariens 29

Organigramme des sociétés intéressées par la production, le transport et la distribution du gaz d'Hassi-R'Mel 52

AVANT-PROPOS

I. — Composition de la Délégation.

MM.

Jean BERTAUD	Président de la Commission, Sénateur de la Seine.
Raymond BRUN	Sénateur de la Gironde.
Maurice COUTROT ...	Sénateur de la Seine.
Alfred DEHÉ	Sénateur du Nord.
Jacques GADOIN	Sénateur de la Nièvre.
Yves HAMON	Sénateur du Finistère.
René JAGER	Sénateur de la Moselle.
Marcel LEBRETON ...	Sénateur de la Seine-Maritime.
Modeste LEGOUEZ	Sénateur de l'Eure.
Raymond PINCHARD..	Sénateur de Meurthe-et-Moselle.

La délégation était accompagnée de M. VILAIN, Administrateur, Chef de division au Sénat.

II. — Itinéraire.

Lundi 6 février 1961 :

12 h. 20. — Décollage de Paris-Orly.

14 h. 30 — Atterrissage à Alger.

Visite de la zone industrielle de Rouiba.

Entretiens avec M. Bouakouir, Secrétaire général de la Délégation générale pour les questions économiques.

Exposé de M. Vibert sur l'état de développement du Plan de Constantine.

Entretien et dîner au Palais d'Eté avec M. Jean Morin, Délégué général.

Mardi 7 février :

9 heures. — Décollage d'Alger.
10 h. 30 — Atterrissage à Hassi-R'Mel.
15 heures. — Départ pour Hassi-Messaoud.
16 h. 30. — Atterrissage à Hassi-Messaoud.
Visite des installations de la C. F. P. (A).

Mercredi 8 février :

8 heures — Visite des installations de la S. N. Repal.
10 h. 30 — Départ pour Haoud-el-Hamra.
11 heures. — Visite des installations de la S. O. P. E. G.
12 h. 45. — Décollage pour Tamanrasset.
14 h. 30 — Escale technique à Fort-Flatters.
15 heures. — Décollage de Fort-Flatters.
17 h. 35 — Arrivée à Tamanrasset.

Jeudi 9 février :

Journée dans le Hoggar.

Vendredi 10 février :

6 h. 30. — Décollage de Tamanrasset.
8 h. 30. — Atterrissage à Djanet.
15 heures. — Décollage pour In-Amenas.
17 heures — Atterrissage à In-Amenas.
Visite de la base et des installations de la C. R. E. P. S.
Exposé sur la C. R. E. P. S.

Samedi 11 février :

7 heures. — Visite d'Edjeleh.
9 h. 30 — Décollage pour Alger.
12 heures. — Escale technique à Ouargla.
12 h. 30. — Décollage d'Ouargla.
15 h. 15 — Atterrissage à Maison-Blanche.
16 heures. — Décollage d'Alger-Maison-Blanche.
18 h. 10. — Atterrissage à Orly.

III. — **Observations préliminaires.**

Le présent rapport rend compte de la mission d'information effectuée du 6 au 11 février 1961 par une délégation de la Commission des Affaires économiques et du Plan du Sénat afin d'examiner, notamment, les conditions de la recherche de pétrole au Sahara et les problèmes posés tant par l'exploitation proprement dite des gisements découverts que par le transport du pétrole jusqu'à la côte.

Conduite par M. Jean Bertaud, Président de la Commission des Affaires économiques et du Plan, la délégation était composée de : MM. Brun, Coutrot, Dehé, Gadoin, Yves Hamon, Jager, Lebreton, Legouez et Pinchard.

Elle était accompagnée par une délégation de la Commission de la Production et des Echanges de l'Assemblée Nationale, composée de MM. Bréchard, Catalifaud, Coudray, Bertrand Denis, Derancy, Longuet et Poudevigne, députés.

Grâce au patronage de M. le Ministre de l'Industrie, à la collaboration du Bureau de recherches de pétrole et à l'obligeance des sociétés pétrolières (S. N. Repal, C. F. P. [A] et C. R. E. P. S.) (1), la délégation a pu accomplir dans d'excellentes conditions le périple qui l'a menée à Hassi-R'Mel, Hassi-Messaoud et Edjeleh. Enfin, en se rendant à Tamanrasset et Djanet, la délégation a eu un aperçu des problèmes posés aux frontières du Sahara.

Aussi, la délégation se fait-elle un devoir d'exprimer sa reconnaissance à tous ceux qui ont participé à l'organisation de ce voyage et, en conséquence, facilité son information.

Ce rapport, sans prétendre à l'originalité, a simplement pour but de faire le point de la situation actuelle et d'attirer l'attention du Parlement sur les principaux problèmes posés par la recherche et l'exploitation du pétrole au Sahara.

---

(1) S. N. Repal (Société nationale de recherches et d'exploitation des pétroles en Algérie).
C. F. P. (A) (Compagnie française des pétroles [Algérie]).
C. P. A. (Compagnie des Pétroles d'Algérie).
C. R. E. P. S. (Compagnie de recherches et d'exploitation de pétrole au Sahara).

INTRODUCTION

En 1960, la France a importé 31 millions de tonnes de pétrole et le Sahara en a produit 8 millions et demi.

En 1961, on prévoit que la production saharienne atteindra entre 16 et 18 millions de tonnes.

Comment se présente donc ce Sahara, désert maintenant sillonné de toutes parts, porté par son sous-sol au premier plan de l'actualité ?

Aperçu géographique et géologique du Sahara.

Le Sahara français, délimité du Nord-Est au Nord-Ouest par les régions du Sud-Tunisien, du Sud-Algérien et du Sud-Marocain, touche, au Sud, le Niger et, à l'Est, le massif du Tibesti et les plateaux Tinhert vers la frontière libyenne. Il occupe une superficie de 4.300.000 kilomètres carrés environ, tout en ne constituant qu'une portion du grand désert de 8 millions de kilomètres carrés qui s'étend de l'Atlantique à la Mer Rouge, sur 5.000 kilomètres et, du Nord au Sud, sur 3.000 kilomètres.

On peut, à la vérité, distinguer trois régions :

— le Sahara occidental, cuvette plate qui s'affaisse de plus en plus vers l'Atlantique ;

— le Sahara central, composé de deux parties : un plateau de 1.000 kilomètres de profondeur s'étendant des derniers contreforts atlantiques au Hoggar et un puissant massif montagneux de 1.000 kilomètres également de profondeur, constitué par les chaînes volcaniques et cristallines du Hoggar (2.920 mètres) et de l'Aïr (1.800 mètres) ;

— le Sahara oriental, plateau de 500 à 1.000 mètres qui s'étend du Tchad à la Méditerranée et à la Mer Rouge et dont le point culminant dans le massif du Tibesti atteint 3.415 mètres.

Au point de vue géologique, le Sahara central est constitué par des terrains cristallins précambriens, très plissés, traversés par des venues volcaniques récentes qui ont débuté vers la fin du crétacé et ont pris fin au début du quaternaire. Sur la bordure de ces massifs apparaît une couverture sédimentaire d'abord primaire, puis crétacée et tertiaire. Le précambrien est particulièrement développé dans les massifs du Hoggar et de l'Aïr mais également dans le Sahara occidental (Fort-Gouraud, Akjoujt et Guettara).

Les séries primaires allant du cambrien au carbonifère dessinent, au Nord et à l'Ouest du massif du Hoggar, de larges bassins que recouvrent, dans leur partie centrale, des dépôts crétacés ou tertiaires.

Au Nord, le pourtour de la cuvette synclinale constitue les Tassilis, en arrière desquels, là où les grès primaires plongent sous les crétacés, des recherches pétrolières ont été entreprises avec succès. Ces formations primaires sont déformées et montrent de longues gouttières anticlinales orientées Nord-Sud, qui constituent d'excellents pièges pour les hydrocarbures.

Les séries terminales crétacées ou tertiaires recèlent le plus grand appareil hydraulique du Sahara : la nappe artésienne dite de l'Albien.

Historique des travaux de recherches.

Le Sahara compte deux millions de kilomètres carrés de terrains sédimentaires dont la reconnaissance avait été à peine ébauchée avant 1945.

Sans doute à partir de 1890, les travaux de recherche de pétrole avaient été exécutés en Algérie dans la région du Bas-Chélif mais, d'une manière générale, les capitaux et les moyens mis en œuvre étaient insuffisants.

Seul le groupe pétrolier anglais Pearson avait foré, de 1913 à 1923, neuf puits totalisant 8.509 mètres et dépensé à l'époque environ 24 millions de francs. Quelques indices sérieux, à très faible profondeur, avaient été découverts.

De 1923 à 1932, la Société algérienne des pétroles de Tliouanet (S. A. P. T.), concessionnaire des deux petits gisements précités, a entrepris seule des travaux de recherche de pétrole en Algérie et elle renonça, en 1932, à poursuivre ses recherches.

En 1941, fut créé le Service des recherches minières du Gouvernement général de l'Algérie qui établit un inventaire de tous les suintements pétroliers signalés en Algérie, et fit effectuer une mise au point des connaissances du moment sur la géologie générale du pays. Mais il apparut rapidement nécessaire d'envisager la création d'un organisme autonome chargé de mener à bien ces travaux de recherche, et c'est dans ces conditions qu'intervint, le 16 novembre 1946, la création de la Société nationale de recherche et d'exploitation des pétroles en Algérie (S. N. Repal).

De 1945 à 1951, le Service des recherches minières du Gouvernement général de l'Algérie, puis la S. N. Repal, menèrent une enquête générale sur les perspectives pétrolières du Sahara, mais leurs travaux n'entraînèrent, en sept ans, qu'une modeste dépense de 220 millions de francs.

A vrai dire, ce n'est qu'en 1952 qu'ont commencé sur une grande échelle, les travaux de recherche par l'association de la Compagnie française des pétroles et de la S. N. Repal.

Actuellement, 780.000 kilomètres carrés de permis de recherche ont été accordés ou sont en cours de redistribution et, de 1952 à 1960, les investissements pétroliers effectués au Sahara, ayant spécifiquement pour objet l'exploration, l'exploitation et l'évacuation des hydrocarbures atteignent un montant de 450 milliards de francs (en francs 1959).

CHAPITRE Ier

DECOUVERTES ET PERSPECTIVES

Les premiers indices de pétrole au Sahara furent découverts en 1953 à Berriane, à 500 kilomètres au Sud d'Alger, au cours d'un forage réalisé par la S. N. Repal.

En mars 1954, à 1.500 kilomètres d'Alger, au djebel Berga, près d'In-Salah, un champ de gaz naturel fut découvert à l'occasion d'un forage exécuté par la C. R. E. P. S. Puis vint l'année faste : 1956. Cette année fut, en effet, marquée par trois découvertes importantes :

— en janvier, la C. R. E. P. S. découvrit un gisement d'hydrocarbures liquides à Edjeleh, près de la frontière libyenne, à 700 kilomètres au Sud du Golfe de Gabès ;

— en juillet, la S. N. Repal découvrit un gisement d'huile à Hassi-Messaoud, tandis que la C. R. E. P. S. découvrait un deuxième gisement à Tiguentourine, à 70 kilomètres à l'Ouest d'Edjeleh ;

— enfin, en décembre, la S. N. Repal découvrait un gisement de gaz à Hassi-R'Mel, à 450 kilomètres au Sud d'Alger, non loin de Laghouat.

Ces découvertes en entraînèrent d'autres, ainsi que nous le verrons en exposant la situation actuelle.

I. — Le bassin de Fort-Polignac.

1° Exploration et exploitation

Le bassin de Fort-Polignac constitue la province orientale pétrolière du Sahara jusqu'à la frontière libyenne.

La première découverte dans cette région fut celle d'Edjeleh en janvier 1956. L'exploration par sondage avait débuté en novembre 1955 par le sondage d'Edjeleh 101, implanté sur la struc-

ture d'Edjeleh, à 300 kilomètres à l'Est de Fort-Flatters. Sous une couverture calcaire, le sondage rencontrait un premier ensemble gréseux, imprégné d'huile oxydée et sous une couverture de marne, entre 400 et 500 mètres, un second ensemble gréseux imprégné d'huile légère.

Les niveaux réservoirs se sont révélés exceptionnellement peu profonds et s'étagent du carbonifère à 400 mètres, au dévonien à 800 mètres et à l'ordovicien à 1.100 mètres.

Cette circonstance favorable permet à un appareil de forer jusqu'à trois puits de développement par mois pour un prix unitaire moyen de 300.000 nouveaux francs.

Les réserves récupérables du gisement sont évaluées, à l'heure actuelle, à 30 millions de tonnes de pétrole brut. A la fin de 1960, le champ d'Edjeleh comptait 125 puits forés et 32 puits seront exécutés au cours de l'année 1961.

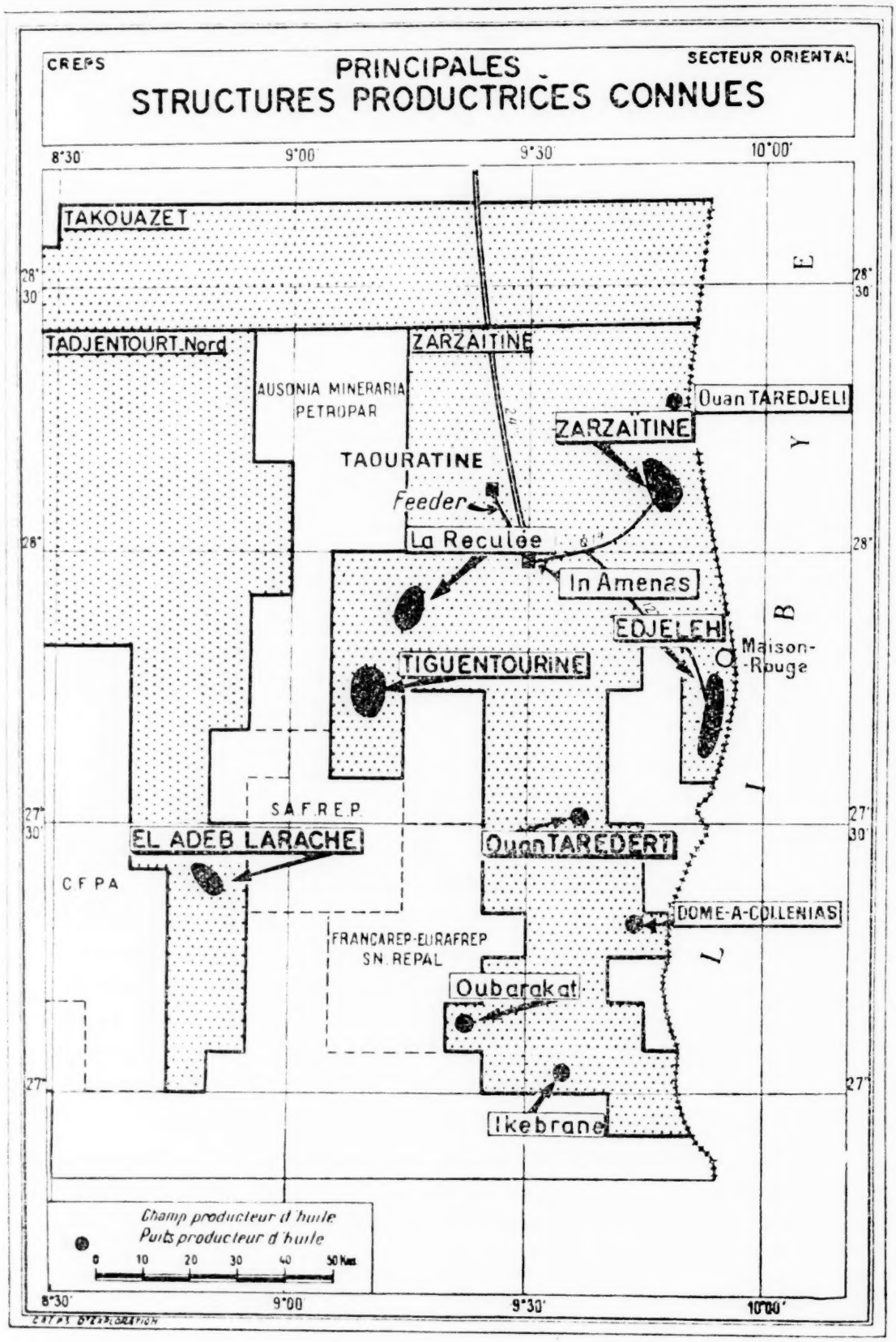
Ainsi, Edjeleh sera capable d'assurer, cette année, une production de 1.800.000 tonnes d'un pétrole brut d'excellente qualité et d'une teneur en soufre négligeable.

A 40 kilomètres au Nord d'Edjeleh, un jaillissement se produisait, *en février 1958, à Zarzaïtine :* ce fut le plus beau succès de la C. R. E. P. S.

Second gisement saharien par l'importance de ses réserves, Zarzaïtine se classe en tête en ce qui concerne la rentabilité. Sans doute, les niveaux réservoirs sont plus profonds que ceux d'Edjeleh, puisqu'ils se situent à 1.400 mètres, mais il ne faut que trois semaines pour forer un puits dans ce gisement et le coût moyen d'un tel forage ne dépasse pas 650.000 NF. En outre, les roches magasins sont d'une excellente qualité et l'on peut évaluer à 80 millions de tonnes les réserves de brut qui pourront être extraites de ce gisement en récupération primaire. 71 puits étaient forés à la fin de 1960 sur le gisement de Zarzaïtine dont la production prévue pour 1961 est de 6 millions et demi de tonnes d'un pétrole brut très léger, dépourvu de soufre.

En mai 1956, avait été découverte la structure de *Tiguentourine,* à 70 kilomètres à l'Ouest d'Edjeleh, où des niveaux gréseux producteurs se sont révélés jusqu'à 2.000 mètres de profondeur.

En mai 1958, une nouvelle structure a été découverte à *El Adeb Larache,* à 100 kilomètres à l'Ouest d'Edjeleh.


CREPS
PRINCIPALES
STRUCTURES PRODUCTRICES CONNUES
SECTEUR ORIENTAL
8°30'
9°00'
9°30'
10°00'
28° 30'
28°
27° 30'
27°
TAKOUAZET
TADJENTOURT Nord
ZARZAITINE
AUSONIA MINERARIA
PETROPAR
Ouan TAREDJELI
ZARZAITINE
TAOURATINE
Feeder
La Reculée
In Amenas
EDJELEH
Maison-Rouge
TIGUENTOURINE
SAFREP
EL ADEB LARACHE
Ouan TAREDERT
CFPA
DOME-A-COLLENIAS
FRANCAREP-EURAFREP
SN. REPAL
Oubarakat
Ikebrane
L I B Y E
Champ producteur d'huile
Puits producteur d'huile
0 10 20 30 40 50 Kms
CREPS EXPLORATION

Enfin, d'autres structures sont en cours de reconnaissance, notamment : La Reculée, Ouan Taredert, Ou Barakat, Ikebrane, Dome-à-Collenias, Ouan Taredjeli. On trouvera dans la carte ci-contre la situation respective de ces diverses structures.

La C. R. E. P. S. poursuivra en 1961 le développement de ses champs de Tiguentourine et El Adeb Larache, dont la mise en exploitation est prévue pour 1962.

*
* *

Des découvertes récentes ont été faites sur des permis voisins. C'est, en premier lieu, *en avril 1960,* la découverte *du gisement d'Ohanet* par *la Compagnie d'explorations pétrolières* (C. E. P.) sur le permis de Timellouline. Quinze puits productifs étaient forés au 1er juillet 1961 sur la partie du champ dépendant de la Compagnie d'explorations pétrolières, mais une partie de ce champ pétrolier se trouve sur le permis de Takouazet, qui appartient à la C. R. E. P. S. et est exploré en association à 50 % avec la C. P. A. (Compagnie des pétroles d'Algérie).

Les chiffres de réserves probables sont d'environ 13 millions de tonnes pour la C. E. P. et 7 millions et demi de tonnes pour la C. R. E. P. S. Une production de 300.000 tonnes en 1961 est possible.

Enfin, en janvier 1961, la C. R. E. P. S. a fait une nouvelle découverte sur ce même permis de Takouazet : le sondage de Tin Fouyé I, situé à 80 kilomètres environ au Nord-Est de Fort-Flatters, a mis en évidence la présence de pétrole à 1.300 mètres de profondeur.

A la fin de juin 1961, 8 puits avaient été forés et 4 s'étaient révélés productifs. On peut estimer que les réserves sont de l'ordre de celles du champ d'Edjeleh.

Sur le plan de l'exploration, l'activité dans ce bassin de Fort-Polignac se poursuivra en 1961 au rythme élevé de 1960.

Toutefois, la recherche portera plus particulièrement sur la moitié occidentale du bassin, encore peu explorée jusqu'ici. En outre, deux centres d'intérêt se situeront l'un en bordure de la frontière libyenne, au Sud d'Edjeleh, l'autre en bordure du plateau de Tinrhert où les possibilités du dévonien inférieur ont été confirmées par les découvertes d'Ohanet et Timellouline.

2° La Compagnie de Recherches et d'Exploitation de Pétrole au Sahara (C. R. E. P. S.).

A. — *Caractéristiques générales.*

Cette société anonyme, fondée le 13 avril 1953, a pour objet tous travaux de recherches et d'exploitation des hydrocarbures liquides et gazeux dans les territoires du Sud algérien et, généralement, toutes opérations se rattachant directement ou indirectement à l'objet social et, notamment, la fondation d'autres sociétés ou la prise de participation.

Son capital est actuellement de 20 milliards de francs (anciens) répartis de la façon suivante :

— Groupe français :

— Régie autonome des pétroles	25,50 %
— Sogerap (Société de gestion des participations de la Régie autonome des pétroles)	25,50 %
— Bureau de recherches de pétrole	4,50 %
— S. N. Repal	4,87 %
— Finarep	1,63 %
— Cofirep	3 %
— Groupe Royal Dutch Shell	35 %

Cette société s'est vu accorder des permis exclusifs de recherches couvrant une superficie de 99.740 kilomètres carrés.

En contrepartie, la C. R. E. P. S. s'est engagée à effectuer des travaux s'élevant à plus de 20 milliards de francs en 15 ans, soit plus de 6.800 millions pour la première période de validité, plus de 6.765 millions pour la seconde et 7.215 millions pour la troisième.

B. — *Activités de la C. R. E. P. S.*

Il faut souligner combien a été bénéfique l'activité de la C. R. E. P. S. depuis son arrivée au Sahara en 1954.

Au total, la C. R. E. P. S. avait mis en œuvre au 30 juin 1960 : 106 mois d'équipes de géologie de surface, 231 mois d'équipes de géophysique, 532 mois d'appareils de forage.

Elle avait foré : 126.500 mètres en exploration, soit 73 puits ; 220.500 mètres en développement, soit 199 puits.

Cette activité apparaît d'autant plus méritoire qu'elle s'est exercée en pays désertique et dans une zone éloignée où le coût des transports est extrêmement élevé. Il atteint, à l'heure actuelle, 456 NF la tonne par la piste (contre 650 NF en 1958) et 1.460 NF la tonne par avion entre Alger et Maison-Rouge.

Toutefois, le développement de l'activité de la C. R. E. P. S. s'est accompagné d'un abaissement constant des prix de revient, ainsi le prix du mètre foré exploitation est tombé de 1.220 NF en 1956, à 440 NF en 1960.

Pour intensifier ses travaux au Sahara, la C. R. E. P. S a été conduite à y créer de toutes pièces une infrastructure à la mesure de ses besoins. Elle a, depuis l'origine :

— construit 3.700 kilomètres de piste ;

— foré une quinzaine de puits d'eau,

— et aménagé 20 aérodromes, dont deux accessibles à de gros avions.

Elle a, en outre, installé une centrale électrique de 750 kW à Maison-Rouge, tandis qu'à In-Amenas, la nouvelle centrale aura, quand elle sera totalement terminée, un puissance installée de 18.000 kW.

La base initiale de la C. R. E. P. S. était Maison-Rouge, maintenant réservée à la seule exploitation du gisement d'Edjeleh. Cette base comprend, outre des installations industrielles, des bâtiments conditionnés à parois isothermes et double toits, destinés au logement du personnel, mais le centre des activités de la C. R. E. P. S. est maintenant installé à In-Amenas, à proximité du départ du pipe-line où a été édifiée une base de 400 logements dotés du confort indispensable pour supporter les rigueurs du climat saharien.

Actuellement, par la mise en production des gisements d'Edjeleh et de Zarzaïtine, la C. R. E. P. S. a un rythme de production normale de 600.000 tonnes par mois. Ce chiffre sera augmenté au cours de 1961, vraisemblablement au mois de mai, dès que la capacité de transport du pipe-line In-Amenas—la Skhirra aura été portée à 9 millions et demi de tonnes-an par l'achèvement de la deuxième station de pompage.

Ainsi, dès 1961, la C. R. E. P. S. se révèle être la société dont la production sera la plus importante dans la zone-franc.

II. — La région d'Hassi-Messaoud.

1° Le gisement d'Hassi-Messaoud

A. — *Caractéristiques du champ.*

Le champ d'Hassi-Messaoud se situe à 650 kilomètres au Sud Sud-Est d'Alger et à 300 kilomètres de la frontière tunisienne, dans la partie Est du Sahara septentrional. Il se trouve à cheval sur la ligne Est-Ouest séparant le permis « Ouargla » de la C. F. P. (A) (au Nord) du permis « Oued-Mya » de la S. N. Repal (au Sud).

Il est coupé par la route goudronnée à grande circulation reliant Ouargla à Fort-Flatters et Edjeleh.

Historique.

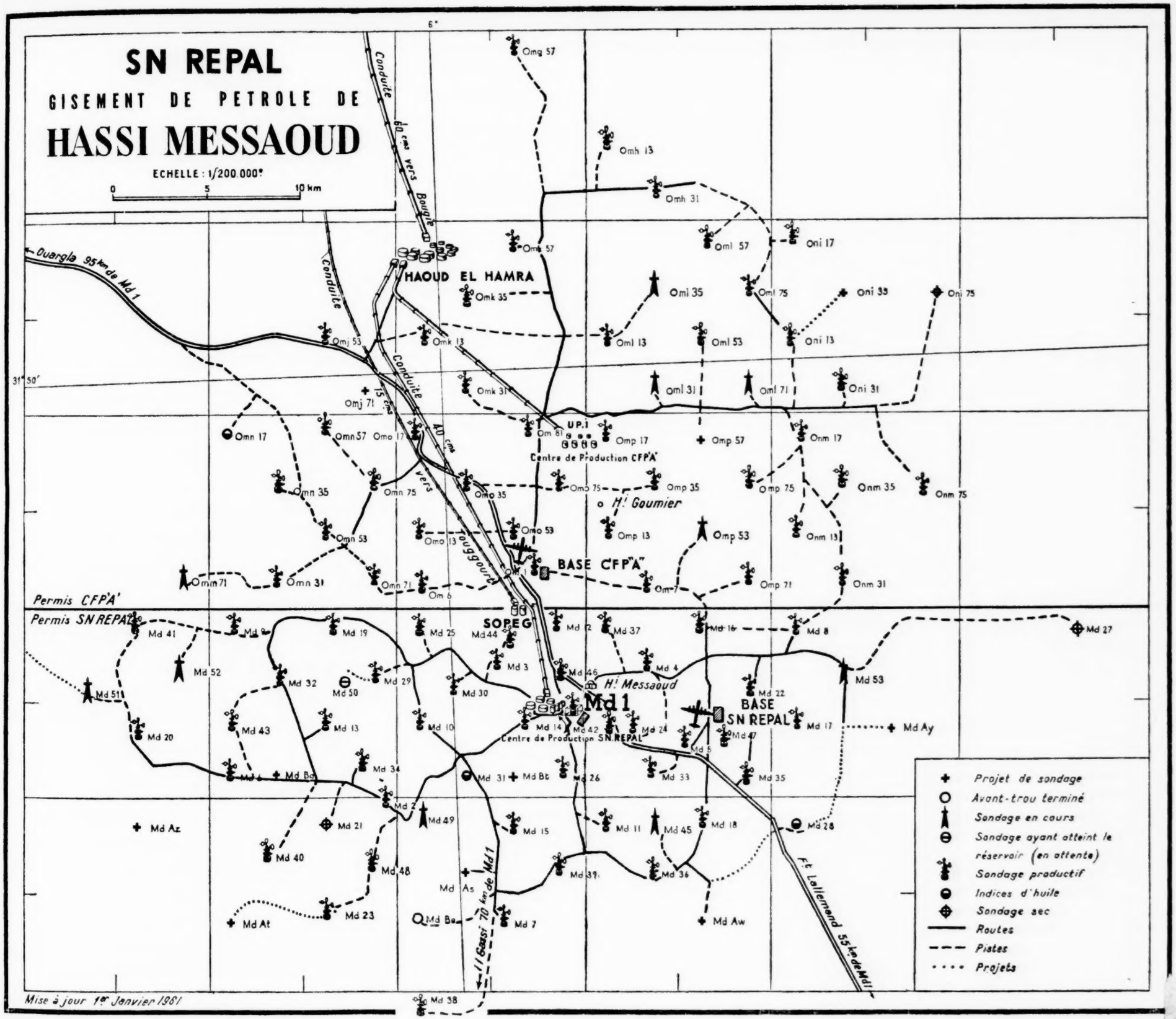
Le pétrole a été trouvé pour la première fois à Hassi-Messaoud en juillet 1956 par la S. N. Repal au puits Md. 1. L'implantation de ce forage en bordure de la piste de Fort-Flatters et à proximité du vieux puits d'eau qui a donné son nom à la région, avait été précédée d'une campagne d'étude géophysique (sismique-réfraction). Le deuxième forage, celui d'Om. 1 de la C. F. P. (A) fut productif au printemps 1957. Le nombre de forages terminés et en cours s'élève actuellement (1) pour l'ensemble du champ à 96.

Aspect géologique.

La coupe géologique sommaire des sondages se présente en moyenne comme suit :

0 — 250 m.....	Tertiaire.
250 — 1.850 m.....	Crétacé.
1.850 — 2.700 m.....	Jurassique.
2.700 — 3.150 m.....	Trias salifère.
3.150 — 3.300 m.....	Trias argilo-gréseux.
3.300 — 3.700 m.....	Cambrien.
3.700 m.....	Socle granitique ou infra-cambrien.

(1) 1er janvier 1961.


SN REPAL
GISEMENT DE PETROLE DE
HASSI MESSAOUD
ECHELLE : 1/200.000e
0 5 10 km
6°
31° 50'
Ouargla 95 km de Md 1
Conduite 60 cm vers Bougie
Conduite
Conduite 15 cm
Conduite 40 cm vers Touggourt
HAOUD EL HAMRA
UP.1
Centre de Production CFP'A'
BASE CFP'A'
H.I Goumier
Permis CFP'A'
Permis SN REPAL
SOPEG
H.I Messaoud
Md 1
BASE SN REPAL
Centre de Production SN.REPAL
Hassi 70 km de Md 1
Ft Lallemand 55 km de Md 1
Mise à jour 1er Janvier 1961
Projet de sondage
Avant-trou terminé
Sondage en cours
Sondage ayant atteint le réservoir (en attente)
Sondage productif
Indices d'huile
Sondage sec
Routes
Pistes
Projets

Le toit du réservoir d'Hassi-Messaoud (d'âge cambrien) est rencontré suivant la position structurale des forages, entre environ 3.300 et 3.500 mètres.

Les formations cambriennes ont été divisées en quatre zones :

— une zone très dure quartzitique dont l'épaisseur dépend du degré d'érosion, dénommée Q ;

— une zone de grès à ciment siliceux constituant le réservoir principal R 1 d'épaisseur 110 mètres. Il est souvent incomplet par suite d'érosion au sommet ;

— une zone de grès R 2 à ciment argileux (kaolinite), de 85 mètres d'épaisseur environ. Sa partie supérieure (35 mètres) est généralement mise en production et constitue le réservoir R 1 ;

— une zone de grès grossier R 3 à ciment très argileux (illite) épaisse d'environ 280 mètres.

Le gisement d'huile d'Hassi-Messaoud se classe, de par son étendue et ses réserves probables (450 millions de tonnes) parmi les plus grands gisements mondiaux.

Le brut d'Hassi-Messaoud est un brut léger dont la densité moyenne se situe aux alentours de 0,8. Chaque mètre cube d'huile extrait est associé à environ 200 mètres cubes de gaz. La pression initiale du gisement est de 483 kilogrammes au centimètre carré, à la cote absolue — 3.200 mètres. La température de l'huile à cette profondeur est de 119° C.

La production du champ d'Hassi-Messaoud s'effectue actuellement par simple décompression de l'huile à partir de la pression « statique », initiale, très élevée.

Travaux en cours.

Une dizaine d'appareils de forage lourds ou moyens travaillent sur le champ d'Hassi-Messaoud. Chaque société possède un certain nombre de ces appareils. Les autres appareils appartiennent à des sociétés travaillant sous contrat pour le compte de la C. F. P. (A) et de la S. N. Repal.

Chaque société possède également un appareil léger dit de « servicing », qui effectue les avant-trous et achève la mise en production des puits, avançant d'autant le travail des appareils lourds.

Ces appareils effectuent des forages, soit de « développement », soit « d'extension ». Les premiers se situent à l'intérieur du périmètre déjà reconnu et ont pour objet d'augmenter dans l'immédiat les capacités de production du champ. Les seconds cherchent à délimiter l'étendue du champ.

L'exploitation du champ.

L'exploitation du champ a fait apparaître certaines difficultés, en raison, d'une part, de la structure très complexe et hétérogène de la roche-réservoir, d'autre part, de dépôts d'asphaltène et de sel dans les « tubages » ; la production escomptée pour 1961 est, compte tenu de ces difficultés, de l'ordre de 8 millions de tonnes (celle de 1960 a été de 6,6 millions de tonnes) ; ces chiffres sont un peu en retrait sur ceux qui avaient été annoncés précédemment, mais il faut signaler que le pourcentage de récupération pourrait être augmenté par une « récupération secondaire » faisant intervenir la réinjection d'un fluide dans le gisement : ce procédé fait l'objet d'études actives, mais sa mise au point demandera plusieurs années.

B. — *Les sociétés exploitant le gisement.*

Antérieurement à la découverte d'Hassi-Messaoud, une convention était intervenue entre la S. N. Repal et la C. F. P. (A) en vertu de laquelle les deux sociétés participent réciproquement au financement de leurs travaux dans un certain nombre de permis, selon des pourcentages déterminés.

Or, le gisement d'Hassi-Messaoud se trouve à cheval sur le permis d'Oued-Mya, octroyé à la S. N. Repal, et celui d'Ouargla, octroyé à la C. F. P. (A), et ces deux permis rentrent dans le cadre de la convention précitée.

Si donc la S. N. Repal a découvert le gisement, son forage MD 1 commencé en janvier 1956 s'étant révélé producteur le 15 juillet 1956, l'exploitation est le fait des deux sociétés S. N. Repal et C. F. P. (A).

a) La Société nationale de recherches et d'exploitation des pétroles en Algérie (S. N. Repal).

Tandis qu'en 1945 avait été créé dans la Métropole le Bureau de Recherches de pétrole en vue d'établir un programme national de recherches et d'en assurer la mise en œuvre, on avait simultanément étudié quelles seraient les meilleures conditions de création d'un organisme autonome chargé de mener les travaux de recherche de pétrole en Algérie. Il était apparu que la forme juridique la plus favorable au but poursuivi était la société anonyme, du type Société nationale des pétroles d'Aquitaine, dans laquelle l'Algérie et la Métropole pourraient avoir une large participation.

C'est dans ces conditions qu'intervint, le 16 novembre 1946, la création de la S. N. Repal, au capital de 400 millions de francs, dont l'objet social est « la recherche et l'exploitation en Algérie des gisements d'hydrocarbures sous toutes leurs formes, ainsi que toutes les opérations financières, commerciales et techniques se rapportant aux objets ci-dessus ».

Ainsi, la S. N. Repal, constituée sous forme de société anonyme et bien que société privée, a pour actionnaires :

— l'Algérie, à concurrence de	40,51 %
— le B. R. P.	40,51 %
— Cofirep	5,33 %
— Genarep	4,09 %
— Finarep	3,78 %
— Repfrance	2,78 %
— Cofimer	0,53 %
— la Banque de France	0,45 %
— la Caisse des Dépôts	0,45 %
— Autres	1,57 %

Le capital social, initialement fixé à 400 millions de francs, a été porté à 45 milliards de francs.

La S. N. Repal s'est vu attribuer successivement douze permis de recherches représentant une superficie totale initiale de 202.829 kilomètres carrés. En raison des réductions de superficies imposées par la législation minière, cette société ne dispose plus actuellement, après renouvellement des six premiers permis qui lui avaient été accordés, que d'une superficie totale de 113.255 kilomètres carrés.

En outre, par arrêté du 14 mars 1958, la S. N. Repal a obtenu un permis d'exploitation d'une superficie de 300 kilomètres carrés portant sur la structure d'Hassi-Messaoud.

Lors de l'octroi de ses permis de recherches, la S. N. Repal s'est engagée à dépenser 25 milliards de francs environ, dont 6,5 milliards au cours de la première période quinquennale et plus de 9 milliards durant chacune des deux autres périodes quinquennales.

*
* *

La délégation a pu visiter la nouvelle base de la S. N. Repal à Hassi-Messaoud : la base résidentielle d'Oued-Irara. Cette base a remplacé celle qui avait été construite initialement à proximité de MD 1, puits de la découverte. Elle est située à une quinzaine de kilomètres environ de la zone industrielle d'exploitation du gisement ; quoiqu'elle ne soit pas totalement terminée, elle apparaît comme un havre de repos et de délassement particulièrement bien conçu et d'un confort élevé.

Cette organisation du confort des travailleurs est justifiée non seulement par le climat mais par le rythme du travail : trois semaines sans jours chômés et une semaine de repos (ou six semaines sans jours chômés et quinze jours de repos).

b) La Compagnie française des pétroles d'Algérie (C. F. P. [A]).

La Compagnie française des pétroles s'est intéressée, dès 1949, à la recherche de pétrole au Sahara, mais son action saharienne a été entreprise très rapidement en coopération avec la S. N. Repal, puisque les deux sociétés ont signé, en juin 1951, un contrat d'association aux termes duquel chacune offre à l'autre un intérêt dans ses propres permis variant, suivant la nature des travaux entre 49 et 50 %.

Dès 1952, la Compagnie française des pétroles obtenait six permis de recherches d'une surface totale de 116.800 kilomètres carrés. Mais, dès le 27 janvier 1953, la Compagnie française des pétroles constitua une filiale, la Compagnie française des pétroles

(Algérie), à qui elle transmit son dossier minier le 1er août 1953. Cette dernière société obtint par la suite trois autres permis qui ont porté la superficie totale initiale de ses titres miniers à 124.800 kilomètres carrés.

A son origine, en janvier 1953, la C. F. P. (A) avait été constituée au capital de 2 milliards de francs, entièrement détenus par la Compagnie française des pétroles. Ce capital a été porté à 21 milliards de francs. Il est réparti entre la C. F. P. (85 %), la Finarep (7,5 %) et Cofirep (7,5 %).

Au 1er janvier 1961, la C. F. P. (A) détient onze permis de recherches couvrant une superficie de 93.600 kilomètres carrés.

La C. F. P. (A), en contrepartie des permis qui lui ont été octroyés, a pris l'engagement de dépenser plus de 20 milliards en quinze ans, soit plus de cinq milliards pour la première période de validité de permis et plus de huit milliards pour chacune des périodes suivantes.

En outre, par arrêté du 14 mars 1958, la C. F. P. (A) a obtenu un permis d'exploitation d'une superficie de 200 kilomètres carrés portant sur la structure d'Hassi-Messaoud (permis Hassi-Goumier).

*
* *

La C. F. P. (A) a organisé le séjour de son personnel à Hassi-Messaoud dans d'excellentes conditions à sa base résidentielle de Maison-Verte.

La construction du camp de Maison-Verte a débuté au printemps 1957, après que le forage d'Om. 1 se soit révélé productif. Un an après, la base était pratiquement terminée. Elle n'a subi depuis 1958 que des aménagements de détail.

Elle abrite actuellement plus de 700 personnes. Le personnel titulaire atteint 420 personnes dont le cinquième est musulman. L'effectif complet comprend en plus 310 auxiliaires tous musulmans.

Le régime normal de travail est de trois semaines à Hassi-Messaoud sans jours chômés et d'une semaine de « récupération » (le transport est assuré par la Compagnie jusqu'à Alger).

Les équipes de sondeurs travaillent à trois postes afin que les forages se poursuivent de jour et de nuit de façon ininterrompue. Les autres ouvriers et employés suivent un horaire normal.

Par ailleurs, les installations de la base industrielle de Maison-Verte comprennent principalement :

— un terrain d'aviation (avec aérogare, tour de contrôle, installations de ravitaillement) qui admet sur sa piste, longue de 1.750 mètres, tous les types d'avions commerciaux ;

— la Centrale à boue qui fabrique l'essentiel des boues employées sur les forages (elles sont expédiées par camions citernes) et permet la récupération et la régénération d'une partie de ces boues (environ 33,16 % des boues libérées). La consommation des boues a été en 1959 de 508 kilogrammes au mètre foré soit, au total, pour cette période, 33.367 tonnes ;

— la station de centrifugation, qui fournit aux moteurs et aux opérations les 60 à 80 mètres cubes journellement nécessaires ;

— les installations de production : c'est-à-dire essentiellement un réseau de collecte, une unité de séparation de l'huile et du gaz, ainsi qu'une pipe d'expédition de l'huile stabilisée au terminal SOPEG d'Haoud-el-Hamra. Il est possible de relier quarante puits à l'unité de production qui a été réalisée. Ce nombre peut d'ailleurs être augmenté ultérieurement par extension du manifold d'entrée.

2° Le champ d'El Gassi—Erg-el-Agreb

Le champ d'El Gassi, exploité par la Société Nationale des Pétroles d'Aquitaine (S. N. P. A.), n'a pas confirmé les espoirs très optimistes que le premier forage (GS 1) avait fait naître. Par contre, sur le champ voisin d'Erg-el-Agreb, également exploité par la S. N. P. A., à 50 kilomètres au Sud-Ouest d'El Gassi, quatre puits se sont révélés bons producteurs. Chacun de ces puits pourra produire entre 100.000 et 200.000 tonnes/an pendant au moins quatre ans. L'ensemble des deux gisements sera mis en production vers mai 1961 à un rythme initial de 500.000 tonnes/an, dont 70.000 tonnes par El Gassi et 430.000 tonnes par les puits d'El Agreb, ce rythme pouvant être accru par des travaux d'extension prévus.

III. — Le champ d'Hassi-R'Mel.

1° Caractéristiques générales

En décembre 1956, la S. N. Repal, associée à la C. F. P. (A), découvrait un gisement de gaz à Hassi-R'Mel, à 40 kilomètres au Sud d'Alger et à proximité de Laghouat. De 2.132 mètres à 2.219 mètres, le forage traversa les grès du trias inférieur et de l'ordovicien supérieur productifs sur une épaisseur de 47 mètres. Les tests révélèrent une pression de formation de 314 kg/cm^2 et un débit potentiel du puits de 510.000 m^3/jour. Les forages ultérieurs devaient confirmer la présence d'un gisement dont la superficie représentait celle de la presqu'île du Cotentin, soit 2.400 kilomètres carrés environ.

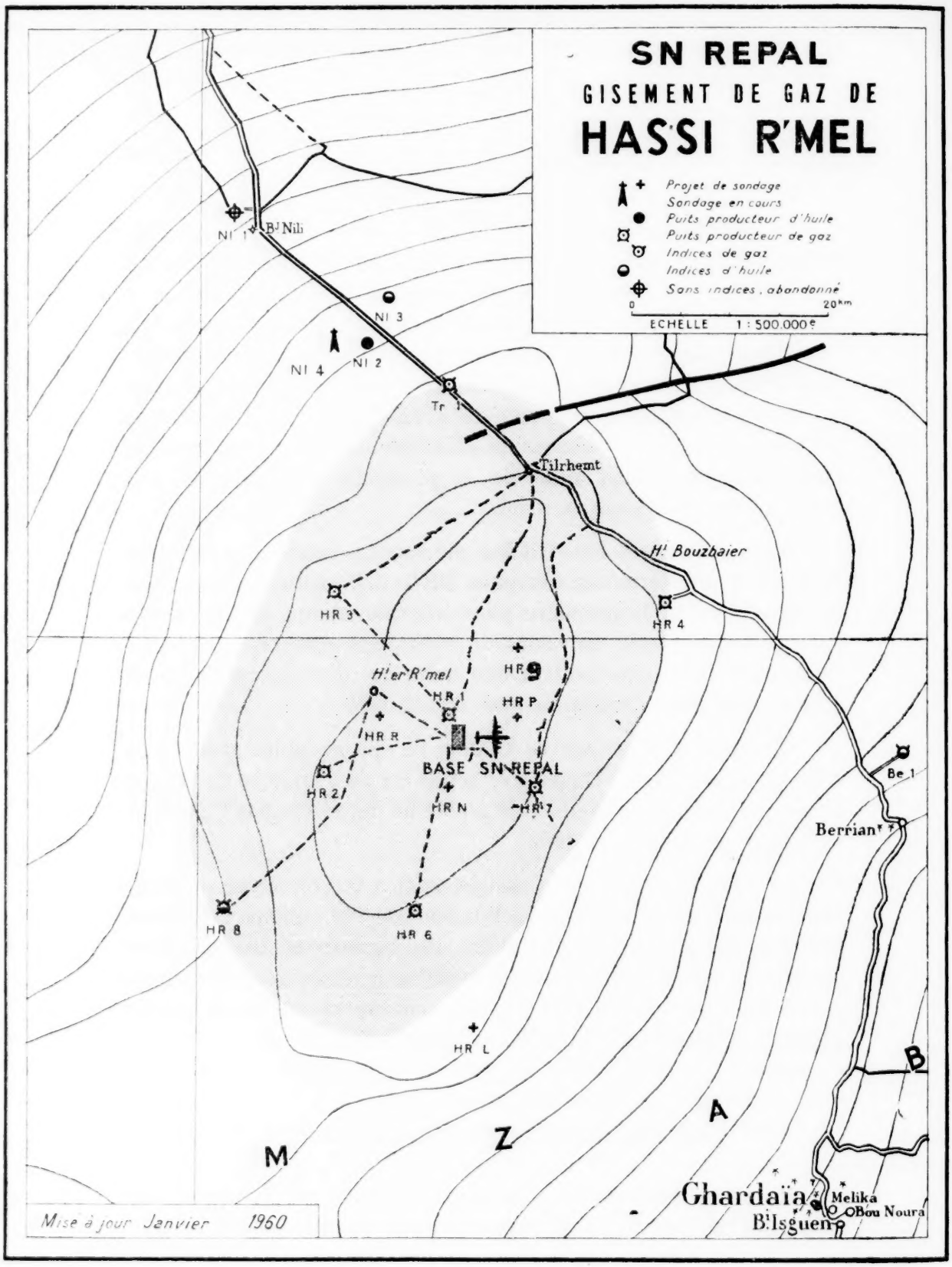
Neuf puits, dont l'un HR 9 a été foré au cours de 1960, tous productifs, sont terminés. Les puits HR 1, 2, 7 et 9 ont été équipés pour satisfaire à la première phase d'exploitation ; un réseau de collecte actuellement en cours de réalisation doit réunir la production de ces quatre puits à une usine de dégazolinage dont les travaux ont été entrepris au mois d'août 1960.

On dispose donc, sur ce champ, de quatre puits groupés et déjà branchés, dont la capacité effective est de 4 millions de mètres cubes/jour, alors que le débit de pointe ne dépassera pas 3 millions de mètres cubes/jour en 1962.

La mise en exploitation du gisement a été effectuée en avril 1961 et les prévisions de production sont de 290 millions de mètres cubes de gaz pour l'année en cours. Il y correspond 70.000 tonnes environ de produits liquides, qui seront acheminés par une canalisation de 8 pouces (20 cm) sur Haoud-el-Hamra et, de là, par le pipe-line d'Hassi-Messaoud—Bougie jusqu'à la côte.

2° Propriétés de la roche réservoir

La roche réservoir, située dans le trias, est protégée par d'épaisses couches de sel qui forment une excellente couverture.


SN REPAL
GISEMENT DE GAZ DE
HASSI R'MEL
Projet de sondage
Sondage en cours
Puits producteur d'huile
Puits producteur de gaz
Indices de gaz
Indices d'huile
Sans indices, abandonné
0
20km
ECHELLE 1 : 500.000e
NI 1
B.J Nili
NI 3
NI 4
NI 2
Tr 1
Tilrhemt
H.I Bouzbaier
HR 3
HR 4
H.I er R'mel
HR 1
HR 9
HR P
HR R
BASE SN REPAL
HR 2
HR N
HR 7
Be 1
Berriant
HR 8
HR 6
HR L
B
A
Z
M
Ghardaïa
Melika
Bou Noura
B.I Isguen
Mise à jour Janvier 1960

On y distingue trois niveaux :

— le niveau supérieur, niveau A, le plus constant et le plus étendu, constitue un excellent réservoir avec des porosités de 15 % et une perméabilité de l'ordre de 800 millidarcies ;

— le niveau intermédiaire, niveau B, le plus mince et le moins constant, a une épaisseur maximum de 20 mètres. Dans les sondages HR 2 et HR 6, il est envahi, parfois en totalité, par des argiles ;

— le niveau inférieur, niveau C, constitue la partie la plus importante du réservoir en épaisseur et renferme 30 % des réserves totales. Son épaisseur varie de 10 à 60 mètres. Sa porosité atteint 15 à 22 % et sa perméabilité 400 à 2.300 millidarcies. Cependant, on ne le trouve pas dans tous les sondages ; il n'existe ni à HR 7, ni à HR 8.

La présence du plan d'eau a été mise en évidence au sein du gisement, à la cote structurale — 1.505 mètres — correspondant à une profondeur de 2.300 mètres environ. A la bordure Sud-Ouest du gisement, au forage HR 8, a été recoupée la succession gaz-huile-eau, avec possibilité de production d'huile anhydre.

3° Propriétés des fluides et réserves

Le gaz de Hassi-R'Mel est un gaz humide ou « gaz à condensat ». Il contient, en effet, des produits condensables dans la proportion de 235 grammes par mètre cube. Un mètre cube de gaz dans les conditions de fond donne, à la pression atmosphérique, 246 mètres cubes de gaz pouvant fournir 220 mètres cubes de gaz de pipe-line et 74 litres d'une gazoline de densité 0,745. Les principales caractéristiques du gaz de Hassi-R'Mel sont énumérées ci-dessous :

— Pression au fond du puits..... 306 kg/cm².
— Température ..... 88° C.
— Gaz humide contenant :
  — méthane ..... 75,6 % en volume.
  — butane et produits plus lourds. 6,25 % en volume.
  — masse moléculaire du gaz.... 23,7
  — masse spécifique..... 1.082 gr./m³.

— Richesse en gazoline :

Dont :

— essence ..... 100 grammes.

— kérosène et gas-oil..... 60 grammes.

— Gaz de pipe-line PC 1..... 8.300 calories au mètre cube.

Quant aux réserves probables en place, elles s'élèvent à environ 1.900 milliards de mètres cubes de gaz et 415 millions de tonnes de gazoline.

Les coefficients de récupération dépendent essentiellement de la pression au départ des pipe-lines. Pour une pression de 80 kg/cm², les réserves récupérables probables sont évaluées à 880 milliards de mètres cubes de gaz et 150 millions de tonnes de gazoline.

CHAPITRE II

LE TRANSPORT DES HYDROCARBURES AU SAHARA

L'exploitation des gisements d'hydrocarbures découverts a nécessité l'implantation d'un réseau de transport qui, à l'heure actuelle, est essentiellement constitué par :

— l'oléoduc Haoud-el-Hamra—Bougie (gisement d'Hassi-Messaoud) ;

— l'oléoduc In-Amenas—la Skirra (gisements d'Edjeleh et Zarzaïtine) ;

— le gazoduc Hassi-R'Mel—Arzew (gisement d'Hassi-R'Mel).

Par ailleurs, sont raccordés à Haoud-el-Hamra les oléoducs : El-Gassi—Erg-el-Agreb—Hassi-Messaoud et Hassi-R'Mel — Hassi-Messaoud.

Enfin, l'oléoduc Ohanet—Hassi-Messaoud est en cours de pose et sera également raccordé à Haoud-el-Hamra.

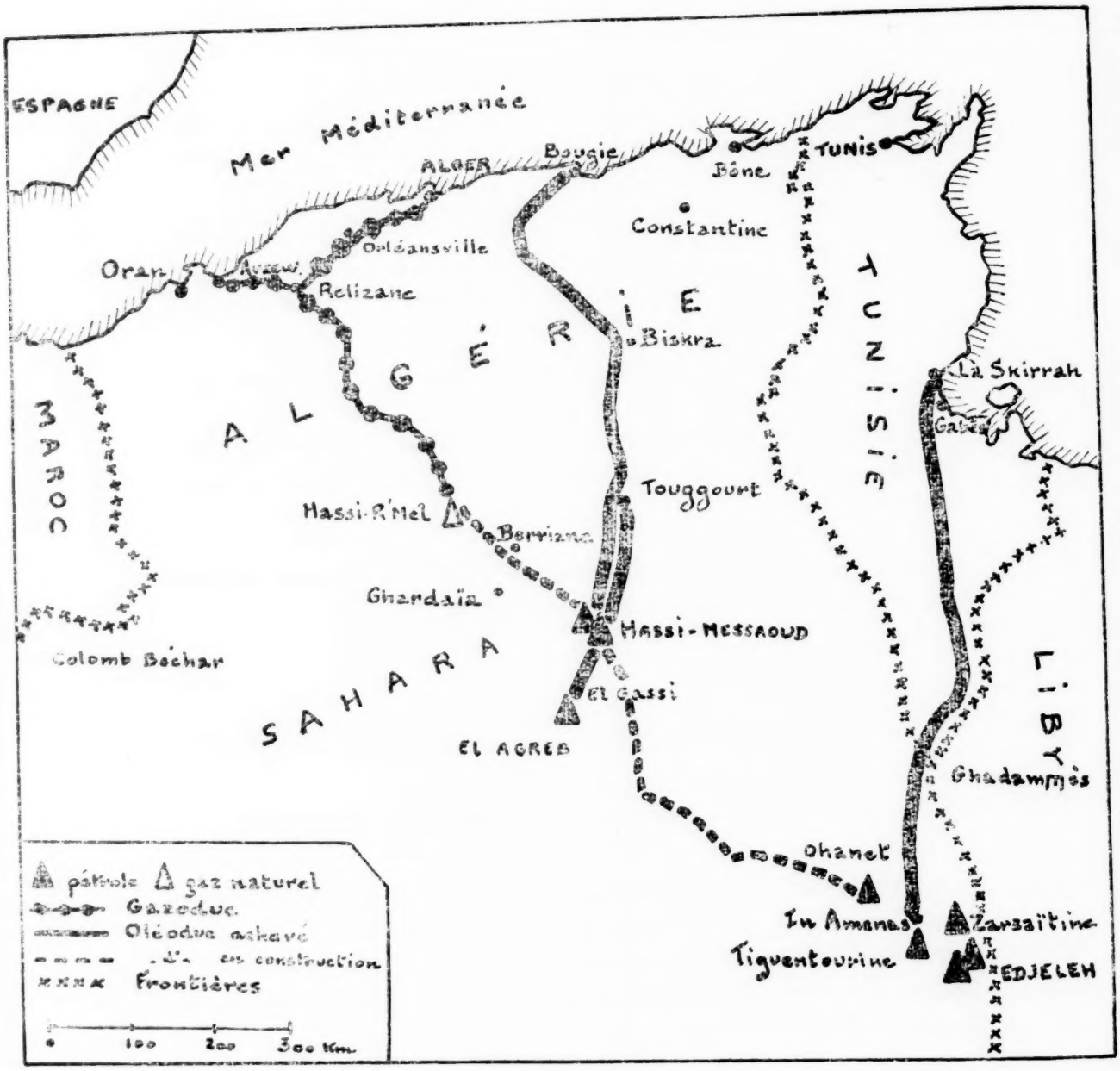
I. — Le transport du pétrole de la région d'Hassi-Messaoud.

1° L'oléoduc provisoire Hassi-Messaoud—Touggourt

L'exploitation du champ pétrolifère d'Hassi-Messaoud a commencé en janvier 1958 avec la mise en service d'un oléoduc provisoire, dont la construction et la gestion avaient été confiées à la Société pétrolière de Gérance (Sopeg), filiale de l'association S. N. Repal - C. F. P. (A).

Cet oléoduc, long de 170 kilomètres et d'un diamètre de 6 pouces (15 cm), acheminait le pétrole brut d'Hassi-Messaoud jusqu'à Touggourt, où il était chargé dans des wagons-citernes et transporté par voie ferrée jusqu'à Philippeville.

Le transport des hydrocarbures sahariens



Cet oléoduc provisoire, connu sous le nom de « Baby Pipe », a fonctionné de janvier 1958 au 8 mai 1960, jusqu'à la mise en service de la station de pompage n° 2 de l'oléoduc définitif.

Pendant ces vingt-huit mois, il a transporté 1.065.000 tonnes de pétrole brut, qui ont été chargées à Philippeville sur 64 pétroliers, du 3 mars 1958 au 9 mai 1960.

2° L'oléoduc définitif d'Haoud-el-Hamra—Bougie

Cette conduite a une longueur totale de 660 kilomètres. Dans la zone saharienne, son tracé est voisin d'une ligne droite joignant Haoud-el-Hamra à Biskra, puis il s'oriente vers l'Ouest et, affleurant l'agglomération de M'Sila, il franchit les monts du Hodna au col de Selatna (1.033 m), point culminant de la ligne ; il suit ensuite la vallée de l'oued Azerou, puis la vallée de la Soumam, qui se jette dans la mer à Bougie.

Le diamètre de la conduite est de 24 pouces (60 cm) d'Haoud-el-Hamra au col de Selatna, soit sur 533 kilomètres, et de 22 pouces (55 cm) de ce col à Bougie, soit sur 127 kilomètres.

La mise en fonctionnement de l'oléoduc s'est étagée durant les derniers mois de 1959. Les réservoirs de la station de départ d'Haoud-el-Hamra ont commencé à recevoir du pétrole brut des producteurs dès le mois d'août 1959. En novembre 1959, on disposait alors des éléments suivants :

— terminal départ (Haoud-el-Hamra) : 4 réservoirs de stockage (d'une capacité unitaire de 35.000 mètres cubes), se qui représentait, pour l'ensemble, 140.000 mètres cubes ; 2 groupes motopompes diesel (d'une puissance de 2.000 CV chacun) ;

— station de pompage n° 3 (M'Sila) : 2 réservoirs-tampons (d'une capacité unitaire de 8.750 mètres cubes) ; 2 groupes motopompes diesel (d'une puissance de 2.000 CV chacun) ;

— terminal arrivée (Bougie) : 5 réservoirs de stockage (d'une capacité unitaire de 35.000 mètres cubes, ce qui représentait, pour l'ensemble, 175.000 mètres cubes) ; 3 pompes électriques verticales (d'un débit unitaire de 2.000 mètres cubes/heure) pour le chargement des tankers ; une station de déballastage (avec un bac de 12.000 mètres cubes) ; un poste de chargement (poste d'accostage dans l'avant-port, appontement de la jetée Est).

La station de pompage d'Haoud-el-Hamra a été mise en route le 30 octobre 1959, celle de M'Sila le 16 novembre et le premier pétrole brut est arrivé à Bougie le 19 novembre.

Le premier pétrolier a appareillé de Bougie, après chargement, le 1er décembre 1959.

Durant cette première étape, la capacité d'évacuation de l'oléoduc a été de 4.650.000 tonnes/an, mais, en même temps que s'accomplissait la première étape de l'exploitation, les travaux se poursuivaient pour permettre la réalisation de la deuxième étape, qui doit correspondre à un débit annuel de 9.300.000 tonnes. Durant l'année 1960, les travaux nécessaires à l'accomplissement de cette deuxième étape ont été effectués, à savoir :

— la construction d'une centrale électrique à Haoud-el-Hamra, alimentée au gaz naturel et équipée de turbines à gaz d'une puissance unitaire de 6.000 kW, ainsi que l'installation d'une station de 5 pompes électriques ;

— la mise en service de la station de pompage supplémentaire implantée à 7 kilomètres au Nord-Ouest de Biskra, au kilomètre 352, au lieudit « Ferme-Dufourg » ;

— la mise en place de moteurs supplémentaires à la station de pompage n° 3 (M'Sila).

Enfin, au terminal de Bougie, le nombre des réservoirs a été porté de 5 à 12 et, au terminal marin, ont été construits un deuxième réservoir de déballastage, un second bassin de décantation et l'appontement n° 2, portant à trois le nombre de postes de chargement.

Ainsi, l'oléoduc est en deuxième phase d'exploitation, au débit maximum de 1.300 mètres cubes/heure, soit 9.300.000 tonnes/an.

Dans une troisième phase, il restera à construire la quatrième station de pompage, dont l'implantation est prévue au kilomètre 189, sensiblement à la latitude de Djamaa.

Après la mise en service de cette station, l'oléoduc Haoud-el-Hamra aura pris son aspect définitif et pourra alors transporter 14 millions de tonnes de pétrole brut par an, soit un débit horaire de 2.100 mètres cubes.

L'oléoduc est alimenté, à la station départ d'Haoud-el-Hamra, à la fois par la S. N. Repal et la C. F. P. (A) ; chacune de ces sociétés

a établi, sur son exploitation, un réseau de collecte qui permet d'acheminer le pétrole brut extrait des puits vers un centre de production où sont séparées les phases liquides et les phases gazeuses des hydrocarbures acheminés par le réseau de collecte.

La capacité de ces centres de production est de 22.500 mètres cubes de pétrole brut/jour pour la S. N. Repal et de 14.000 tonnes/jour pour la C. F. P. (A). Chacun de ces centres de production est relié à la station de départ de l'oléoduc par une conduite principale de 16 pouces.

3° L'oléoduc El Gassi—Erg-el-Agreb—Hassi-Messaoud

En raison des résultats donnés par les forages sur le champ d'Erg-el-Agreb, il a été décidé de raccorder ce champ, au cours du premier semestre 1961, à Haoud-el-Hamra, par une conduite de 120 kilomètres de long et de 10 pouces (25 cm) de diamètre.

Cette conduite doit avoir un débit initial de 500.000 tonnes/an, et sa capacité est supérieure à 1 million de tonnes/an.

II. — L'oléoduc Ohanet—Hassi-Messaoud.

Un conseil interministériel en date du 24 novembre 1960 a décidé la réalisation d'une troisième canalisation saharienne Ohanet —Hassi-Messaoud. La Compagnie d'exploration pétrolière (C. E. P.) a été chargée de ce travail, qui doit être terminé avant le 1er juillet 1961.

Cet oléoduc aura une longueur de 550 kilomètres, un diamètre de 30 pouces (75 cm) et pourra débiter sans station de pompage un maximum de 7 à 8 millions de tonnes/an.

L'impossibilité de travailler pendant une longue période d'été, l'éloignement maximal des points d'arrivée des matériels et des tubes créent des conditions générales difficiles. En outre, l'obligation de franchir l'extrémitié sud-occidentale du Grand Erg oriental, entre Medarba et Hassi-Tartrat, complique le problème.

Il s'agit, en fait, du premier franchissement par une conduite de gros diamètre d'une zone d'erg très étendue.

Il sera procédé en même temps, et dans la tranchée de l'oléoduc lui-même, à la mise en place d'un câble téléphonique qui rendra possible en toutes circonstances des liaisons directes entre l'Est saharien et les réseaux algériens ou internationaux et facilitera l'exploitation de la canalisation.

III. — **L'oléoduc In-Amenas—la Skirra** (Edjeleh—Zarzaïtine).

Pour transporter le pétrole produit par les différents gisements qu'elle a découverts dans la province de Fort-Polignac, la C. R. E. P. S. a créé une filiale à 100 %, la Compagnie des transports par pipe-lines au Sahara (Trapsa).

C'est dans ces conditions que la Trapsa a entrepris, en 1959, la construction d'un oléoduc de 24 pouces (60 cm) de diamètre et 775 kilomètres de longueur.

Le point de départ de ce conduit est situé sur le plateau de Zarzaïtine à In-Amenas, qui occupe actuellement une position centrale par rapport aux gisements découverts par la C. R. E. P. S.

D'In-Amenas, l'oléoduc remonte en ligne droite vers le Nord jusqu'à Ghadamès, avant de franchir la frontière tunisienne, à 265 kilomètres environ de son point de départ.

En Tunisie, il contourne l'extrémité Est du Grand Erg oriental puis remonte vers le Nord pour aboutir sur la Méditerranée, à la Skirra, à 55 kilomètres au nord de Gabès.

Les travaux de pose proprement dits de l'oléoduc avaient effectivement commencé à la fin de l'année 1959 et c'est le 10 septembre 1960 que cette conduite fut mise en service, en sorte qu'un million et demi de tonnes ont déjà pu être évacuées avant le 31 décembre 1960.

L'oléoduc fonctionne actuellement au rythme de 7 millions de tonnes/an, avec la seule station de pompagne d'In-Amenas. Il débite actuellement 600.000 tonnes/mois et il en a été ainsi jusqu'au mois d'avril 1961, date à laquelle la mise en service d'une seconde station de pompage a porté la capacité de l'oléoduc à 9 millions et demi de tonnes/an.

A un troisième stade, deux stations de pompage supplémentaires permettront l'évacuation de 14 millions de tonnes/an ; enfin, un quatrième stade de développement comporterait l'adjonction de quatre stations de pompage Boosting, qui donneraient à la conduite un débit maximum de 17 millions de tonnes/an.

Le « terminal départ » d'In-Amenas comporte un ensemble de réservoirs stockant séparément les pétroles bruts des gisements de la C. R. E. P. S.

Le parc de stockage est constitué de sept réservoirs de 18.500 mètres cubes à toit flottant. Il doit être augmenté ultérieurement de cinq réservoirs. Quant à la station d'In-Amenas, elle est alimentée par une centrale électrique comprenant trois groupes de turbines à gaz de 6.000 kilowatts, le gaz étant lui-même fourni par le puits de Taouratine, situé à 20 kilomètres.

Le terminal marin de la Skirra comprend un parc de stockage comprenant six réservoirs de 35.000 mètres cubes et des installations maritimes pour l'accostage des pétroliers.

La cadence de chargement peut atteindre 10.000 tonnes/heure.

Enfin, signalons qu'une piste longe l'oléoduc sur la plus grande partie de son tracé et permet de relier la côte tunisienne à In-Amenas en 24 heures.

IV. — **Le gazoduc Hassi-R'Mel—Arzew.**

Au début de 1959, le Gouvernement, dans le cadre du Plan de Constantine, a demandé aux sociétés productrices, S. N. Repal et C. F. P. (A), d'exploiter rapidement le gisement de gaz naturel découvert et d'assurer le transport de ce gaz vers les deux centres d'Alger et d'Oran de façon à faciliter le développement économique de l'Algérie.

C'est dans ces conditions qu'a été entreprise la construction d'un gazoduc de 24 pouces d'Hassi-R'Mel à Relizane, puis de 20 pouces de Relizane à Arzew. La distance totale d'Hassi-R'Mel à Arzew est de 510 kilomètres. Ce gazoduc pourra permettre la distribution de 3 à 4 milliards de mètres cubes/an.

Le coût du réseau dans sa première phase d'exploitation est de l'ordre de 300 millions de nouveaux francs.

Sur le plan juridique, l'organisation adoptée tient compte à la fois du droit que tenaient les producteurs sahariens d'après le Code minier de l'O. C. R. S. de transporter librement le gaz naturel jusqu'à la côte et du désir d'Electicité et Gaz d'Algérie de participer au transport et à la vente du gaz.

Les conduites ont donc été construites, pour le tronçon principal Hassi-R'Mel—Arzew, par une société appelée Sothra (Société de transport du gaz naturel d'Hassi-R'Mel à Arzew), dont la création a été effectuée le 26 mars 1960. Le capital en est détenu pour 65 % par les producteurs [S. N. Repal et C. F. P. (A) à égalité] et pour 35 % par Electicité et Gaz d'Algérie. Les autres canalisations, Relizane—Alger, et Arzew—Oran, seront construites par Electricité et Gaz d'Algérie.

La vente du gaz sera effectuée aux clients industriels par un contrat établi sur une base paritaire entre Electricité et Gaz d'Algérie et les producteurs.

Les travaux sont terminés et le début de la mise en gaz a éte réalisée en mars 1961.

Par ailleurs, il faut signaler que la mise en exploitation du gisement d'Hassi-R'Mel va entraîner la production de produits liquides : 1 million de mètres cubes de gaz donnent en effet 200 tonnes de gazoline. C'est la raison pour laquelle on a décidé la construction d'une canalisation de 8 pouces (20 cm) entre Hassi-R'Mel et Haoud-el-Hamra. Cette canalisation, qui aura une longueur de 300 kilomètres, est en cours de pose. Elle permettra l'évacuation des produits liquides condensés provenant de l'exploitation du gaz d'Hassi-R'Mel jusqu'à Haoud-el-Hamra, où ils seront acheminés par oléoduc jusqu'à Bougie.

CHAPITRE III

LA PRODUCTION SAHARIENNE D'HYDROCARBURES ET SES PROBLEMES

Le Sahara est entré, depuis l'année 1960, dans une phase de production active et importante. L'année 1961 marquera un accroissement spectaculaire de cette production qui, de 1,8 million de tonnes en 1959, et 8,6 millions de tonnes en 1960, doit passer à 17 millions de tonnes environ pour l'année en cours, la production de l'ensemble de la zone franc atteignant dans le même temps 20 millions de tonnes environ. On trouvera dans le tableau ci-dessous la production des champs sahariens en 1960 et les prévisions de production pour 1961.

	1960	1961
	(En millions de tonnes.)	
1° *Région d'Hassi-Messaoud*	4,3	4,8
S. N. Repal (Messaoud)	2,3	3,3
S. N. P. A. (El Gassi—El-Agreb)	—	0,3
	6,6	8,4
2° *Bassin de Polignac :*		
Creps. Edjeleh	0,5	1,8
Creps. Zarzaïtine	1,5	6,8
C. E. P. (Ohanet)	—	0,5
	8,6	17,5
3° *Hassi-R'Mel*		290.000.000 m³ et 70.000 t.

En bref, cela veut dire que, dès cette année, la France métropolitaine pourra couvrir les deux tiers de sa consommation de produits pétroliers par la production de la zone franc dans laquelle le Sahara interviendra pour plus des quatre cinquièmes.

L'irruption de cette production saharienne ne laisse pas de poser des problèmes divers que votre Commission a cru bon d'évoquer après avoir donné une vue rapide de l'évolution de la consommation des produits pétroliers, notamment en France.

I. — Part du pétrole dans la consommation totale d'énergie.

La part prise par le pétrole dans la consommation totale d'énergie varie sensiblement de pays à pays. En Suède, où elle était déjà importante, elle est passée de 55 % en 1955 à 64 % en 1959, et en Italie, au cours de la même période, de 44 % à 52 %. Aucun de ces deux pays ne dispose d'une industrie charbonnière importante et ils sont tous les deux, dans une large mesure, tributaires de l'énergie hydro-électrique. La part des hydrocarbures dans les pays gros producteurs de charbon est plus réduite, mais même dans ces pays le pétrole a, au cours de la période considérée, gagné assez rapidement du terrain. C'est ainsi que la part prise par le pétrole dans la consommation totale d'énergie est passée pour la même période, en Belgique, de 19 % à 30 %, au Royaume-Uni, de 15 % à 24 %, et en Allemagne occidentale, de 10 % à 20 %. L'utilisation croissante du gaz naturel dans certains pays, notamment en France et en Italie, a modifié la consommation des autres produits énergétiques, encore que son incidence ait sans doute été plus accusée sur les combustibles que sur le pétrole.

En France, de 1950 à 1960, la consommation de produits pétroliers est passée de 17 % à 31 % (1) de la consommation totale d'énergie primaire et, d'après les prévisions, cette part est appelée à s'accroître dans une demande totale d'énergie elle-même en accroissement.

C'est dire qu'en valeur absolue, la consommation de pétrole, qui a atteint pour la seule métropole 28 millions de tonnes en 1960 (2), s'accroîtra considérablement dans les années à venir : les prévisions pour 1965 s'établissent à 40 millions de tonnes.

Mais en face de cette demande croissante, l'offre de pétrole extrait en zone franc ou attribué à la Compagnie française des pétroles en fonction de ses participations au Moyen-Orient risque

(1) Voir annexe I bilan énergétique de la France en 1960, p. 58.
(2) Voir annexe II bilan pétrolier en 1960, p. 59.

d'être supérieure, à brève échéance, à nos besoins. Or, cette situation se présente à une époque où la production mondiale est elle-même excédentaire et, en raison de la structure du marché pétrolier, il ne peut être fait abstraction de cette situation. Il se pose donc pour l'écoulement du pétrole saharien un problème de débouchés que nous allons maintenant analyser.

II. — La commercialisation du pétrole saharien.

En 1961, la production de pétrole dont pourra disposer la France sera de :

— 20 millions de tonnes extraites de son propre sol et d'Afrique Noire pour une faible partie et du Sahara pour l'essentiel ;

— 15 millions de tonnes pour la part française en provenance du Moyen-Orient,

— soit 35 millions de tonnes, auxquelles il faut ajouter les importations en provenance du Venezuela et de Russie.

En face de ces ressources, la consommation française de pétrole brut sera, en 1961, de l'ordre de 30 millions de tonnes. C'est dire que, dès cette année, les ressources en pétrole franc, soit que ce pétrole provienne de la zone franc, soit qu'il représente la part de la Compagnie française des pétroles au Moyen-Orient, seront supérieures aux seuls besoins nationaux.

Sans doute, d'ores et déjà, la France, dont la capacité de raffinage de pétrole est supérieure aux besoins en produits pétroliers, exportait près de 7 millions de tonnes de pétrole, soit vers la zone franc, soit vers les pays étrangers. Il n'en reste pas moins qu'à brève échéance, et sans doute avant 1965, le pétrole saharien suffira à alimenter le marché français.

Or, le problème se complique du fait des conditions structurelles et juridiques particulières au marché du pétrole en France. Sans doute, les difficultés qui apparaissent sont analogues à celles que l'on rencontre chaque fois que les courants commerciaux sont modifiés d'une manière importante et quel que soit le produit dont il s'agit. Mais, dans le cas particulier du pétrole, la France s'était dotée d'un appareil de raffinage et de distribution correspondant à des sources d'approvisionnement autres que les sources d'appro-

visionnement sahariennes. En vertu de la loi de 1928, toute la structure de l'industrie du raffinage et de la distribution des produits pétroliers a été déterminée par la volonté de l'Etat, puissance publique, et comporte des sociétés françaises, tant par le statut juridique que par les capitaux, et des sociétés de droit français, mais filiales de groupes étrangers.

Pratiquement, jusqu'en 1960, les sociétés françaises et les groupes internationaux se partageaient le marché français de la façon suivante :

Sociétés françaises	43,2 %
Raffineurs :	
Compagnie française de raffinage et adhérents (Total, Ozo, Azur et divers)	29,4 %
Antar	7 %
Divers, non raffineurs :	
Importateurs de produits finis (dont Avia)	6,8 %
Groupes étrangers raffineurs	56,8 %
Shell, B. P. et Purfina	35 %
Esso, Mobil, Caltex	21,8 %

Or, si théoriquement le Gouvernement a le pouvoir (en application de la loi du 30 mars 1928 modifiée par l'ordonnance du 24 septembre 1958) d'imposer à tous les raffineurs et distributeurs actuels la reprise du pétrole saharien en ayant recours aux contrats d'intérêt national, il a préféré renoncer à ce moyen de contrainte et les inciter à recourir à des contrats librement débattus.

Le Gouvernement français a eu le souci de pratiquer dans ce domaine le « fair-play » en raison, d'une part, de l'esprit de coopération dont ont fait preuve raffineurs et distributeurs tant dans l'après-guerre que lors des incidents de Suez, et, d'autre part, de la nécessité éventuelle d'écouler à l'extérieur l'excédent de la production saharienne par rapport aux besoins nationaux. En fait, le placement du pétrole saharien qui appartient aux compagnies intégrées — Compagnie française des Pétroles, Shell — ne pose pas de difficultés pour le Gouvernement. Ce qu'il s'agit de commercialiser, c'est le pétrole produit par les sociétés à majorité de capitaux

publics, essentiellement la Régie autonome des Pétroles, majoritaire dans la C. R. E. P. S. et la S. N. Repal, qui exploite Hassi-Messaoud avec la Compagnie française des Pétroles.

Pratiquement, et dans l'état d'esprit qui a été indiqué, le Gouvernement a invité les compagnies à recourir à des contrats librement débattus. Ces contrats ont été signés pour une durée de trois ans et portent effet jusqu'au 31 décembre 1962. Ils ont été conclus au prix de 2 dollars 62 la tonne C. A. F. Bougie, ce prix pouvant varier en plus ou en moins suivant la tendance des cours du marché du pétrole brut dans le monde.

On trouvera dans les tableaux ci-dessous l'indication des tonnages de pétrole brut que les filiales des groupes internationaux et la C. F. P. se sont engagés à acheter à la S. N. Repal et à la C. R. E. P. S.

En fait, ce prix a varié en baisse depuis la date de conclusion des contrats en raison de la diminution des prix mondiaux, et a été ramené à 2 dollars 48 actuellement, en sorte que le pétrole saharien arrive en France, à qualité équivalente, à un prix égal, et parfois inférieur, à celui pratiqué par les sociétés pétrolières d'approvisionnement traditionnel.

S. N. REPAL (en tonnes).

ANNEES	PRODUCTION (en tonnes).	TONNAGE TOTAL DES CONTRATS PASSES AVEC LA S. N. REPAL (en tonnes).								TONNAGE total des contrats avec la S. N. Repal.
		B. P.	Mobil oil française.	Shell.	Esso.	Gulfoil.	Caltex.	C. F. P.	Divers.	
1960	4.300.000	830.000	350.000	1.500.000	390.000	110.000	220.000			3.400.000
1961	4.600.000	1.050.000	350.000	560.000	775.000	160.000	170.000	540.000	170.000	3.775.000
1962	5.000.000	1.400.000	360.000	250.000	800.000	180.000	200.000	610.000	200.000	4.000.000
	13.900.000	3.280.000	1.060.000	2.310.000	1.965.000	450.000	590.000	1.150.000	370.000	11.175.000

C. R. E. P. S. (en tonnes).

ANNEES	PRODUCTION (en tonnes).	TONNAGE TOTAL DES CONTRATS PASSES AVEC LA C. R. E. P. S. (en tonnes).								TONNAGE total des contrats avec la C. R. E. P. S.
		Shell.	Mobil oil française.	B. P.	Esso.	Gulfoil.	Caltex.	C. F. P.	Divers.	
1960	1.700.000	800.000								800.000
1961	8.800.000	4.800.000	350.000	900.000	525.000	150.000	550.000	915.000	650.000	8.840.000
1962	9.500.000	5.000.000	360.000	850.000	700.000	210.000	600.000	930.000	720.000	9.370.000
	20.000.000	10.600.000	710.000	1.750.000	1.225.000	360.000	1.150.000	1.845.000	1.370.000	19.010.000

Par ailleurs, le Gouvernement a voulu éviter que se cristallise une discrimination entre les sociétés pétrolières telles que :

— les unes, déjà installées dans le raffinage et la distribution, deviennent productrices, grâce aux permis de recherche qui leur sont attribués dans la zone franc ;

— les autres, uniquement productrices, voient les débouchés constitués par leurs confrères distributeurs s'amenuiser au fur et à mesure que ceux-ci disposeraient d'une production nationale propre.

C'est dans ces conditions que le Gouvernement a été amené à autoriser la création de l'Union générale des Pétroles, initialement par rachat de 60 % de l'actif de la Caltex, qui doit permettre aux producteurs sahariens de s'engager, comme tous les autres grands producteurs, dans la voie de l'intégration de la production et de la distribution et de bénéficier eux aussi des avantages de cette situation. Cette intégration leur permettra essentiellement d'assurer progressivement le débouché d'une partie de leur production et, en outre, participant à la fois au raffinage et à la distribution, de savoir plus exactement comment les choses s'y passent et d'être en meilleure position de négociation avec les sociétés auxquelles ils continueront d'avoir recours pour une large partie de leurs ventes.

Sans doute, on peut s'étonner qu'ait été créée, à côté de la Compagnie française des Pétroles pour le raffinage et la distribution, une nouvelle société à majorité de capitaux publics. Mais il faut observer que si, dans la Compagnie française des Pétroles, l'Etat dispose de 35 % du capital et de 40 % des voix, il n'en est pas moins minoritaire et son contrôle sur cette société se bornait, en fait, à l'approbation de la désignation du Président et du Directeur général. De plus, la Compagnie française des Pétroles tire jusqu'alors les quatre cinquièmes de son approvisionnement de l'exploitation du pétrole du Moyen-Orient, et il peut y avoir conflit entre son intérêt propre et les intérêts du pétrole « franc » *stricto sensu*.

D'autre part, donner à la Compagnie française des Pétroles pratiquement le monopole du raffinage et de la distribution des produits pétroliers, tout au moins en ce qui concerne la part

française, impliquait que les autres producteurs français au Sahara resteraient uniquement producteurs avec les inconvénients, la grave incertitude sur le maintien des productions que cette situation entraîne dans un secteur où l'intégration est la loi. Il y aurait eu, sans conteste, une discrimination.

Quoi qu'il en soit, la part française du raffinage et de la distribution se trouve donc actuellement entre les mains d'Antar, société de capitaux privés, de la Compagnie française des Pétroles, à majorité de capitaux privés, et de l'Union générale des Pétroles, à majorité de capitaux publics.

Quant aux prix, question importante en matière de commercialisation, les hydrocarbures du Sahara sont compétitifs avec les pétroles du Moyen-Orient à cause de la protection géographique, qui représente, au taux actuel du fret, environ 23 NF par tonne (différence du coût du transport du Golfe Persique à Marseille par rapport à celui de Bougie à Marseille). Le coût moyen de la recherche est, en effet, au Golfe Persique, de 1,60 NF la tonne, alors que, pour le pétrole saharien, il se situe aux alentours de 8 NF la tonne (aux Etats-Unis : 37,50 NF la tonne).

D'autre part, les champs de pétrole du Golfe Persique sont généralement voisins de la mer, tandis que le coût du transport du pétrole saharien par canalisation peut coûter 15 NF par tonne. C'est donc la différence de fret qui rétablit l'équilibre.

Toutefois, sous l'angle de la compétition, le pétrole saharien aura un concurrent redoutable dans le pétrole libyen, qui se trouve dans des conditions économiques en partie plus favorables. Certains gisements découverts en Libye sont, en effet, beaucoup plus proches de la mer ou à moindre profondeur que les gisements sahariens et la productivité de certains puits paraît considérable.

III. — **Investissements et financement.**

Le montant cumulé et réévalué à fin 1959 des investissements consacrés à l'exploration, à l'exploitation et à l'évacuation des hydrocarbures ressort, au 31 décembre 1959, à 781 milliards de

francs. On trouvera, dans le tableau ci-dessous, la répartition géographique des investissements selon leur objet :

	EXPLORATION		EXPLOITATION		EVACUATION		TOTAL	
Métropole	149,9	56,8 %	107	40,4 %	7,4	2,8 %	264,3	100 %
Sahara	141,6	46,2 %	96,9	31,5 %	68,1	22,3 %	305,6	100 %
Afrique du Nord	59,6	80,6 %	14	18,8 %	0,4	0,6 %	74	100 %
Afrique noire	78,7	78,5 %	21,1	20,8 %	0,7	0,7 %	100,5	100 %
	429,8	57,8 %	238	32 %	76,6	10,2 %	744,4	100 %

A fin 1959, les investissements relatifs à l'exploitation des gisements découverts et à l'évacuation de leur production prennent de l'importance et représentent déjà plus de 42 % des dépenses totales effectuées.

Sur le plan géographique, c'est le Sahara qui occupe la première place, avec plus de 305 milliards, dont 68 pour la mise en place des conduites d'évacuation.

En 1960, le montant des investissements réalisés a atteint 264 milliards de francs, dont 157,7 milliards pour l'Algérie et le Sahara. Pour cette dernière zone géographique, les investissements se décomposent de la façon suivante :

Géologie	1 milliard 4
Géophysique	16 milliards 7
Forages d'exploration	22 milliards 3
Total pour la recherche	40 milliards 4
Forages d'exploitation	33 milliards 3
Equipement	22 milliards 2
Evacuation et conduites	61 milliards 8
Total pour la production et l'évacuation des hydrocarbures	117 milliards 3

Enfin, en 1961, l'ensemble des opérations prévues au programme national des investissements pétroliers atteint 191 milliards de francs, dont 137 milliards pour l'Algérie-Sahara, se décomposant eux-mêmes en : 51 milliards pour l'exploration et 86 milliards pour l'exploitation.

En bref, l'ensemble des investissements effectués au Sahara de 1946 à 1961 est de l'ordre de 550 milliards de francs 1959.

Quels ont été, en face de ces investissements considérables, les modes de financement employés ?

Nous ne disposons pas, dans ce domaine, des chiffres concernant le Sahara. Mais nous connaissons la répartition des ressources utilisées pour l'ensemble des investissements effectués tant en métropole qu'au Sahara, en Afrique noire et en Afrique du Nord.

Le montant réévalué à fin 1959 des capitaux qui ont été investis depuis 1946 dans l'exploration, l'exploitation et l'évacuation des hydrocarbures s'élève à 680 milliards, soit :

Capitaux empruntés à des tiers	167
Capitaux apportés par les actionnaires	513

Les capitaux apportés par les actionnaires se répartissent entre les sociétés et organismes suivants :

B. R. P.	184 milliards,	soit	35,9 %
Autres organismes publics	64 —	—	12,4 %
Sociétés de financement	78 —	—	15,2 %
C. F. P.	63 —	—	12,3 %
Groupes internationaux	75 —	—	14,6 %
Divers	49 —	—	9,6 %

La participation totale des organismes publics (établissements publics et collectivités publiques) représente un peu moins de la moitié des apports totaux.

Elle a évolué, comme suit, en pourcentage depuis 1946 :

— 1946-1955 : 72 % ;
— 1956 et 1957 : 55 % ;
— 1958 : 23 %.

Elle s'est trouvée portée à 33 % en 1959, par suite de la réduction des mises consenties par les actionnaires privés, notamment par les sociétés de financement pétrolier.

On observera toutefois que les capitaux investis par les organismes publics ne sont plus seulement fournis par des subventions directes de l'Etat mais correspondent pour une part de plus en plus importante depuis quelques années au remploi de ressources propres et du produit de la cession de participations (ventes de titres et de certificats pétroliers, notamment pour la constitution des sociétés de financement).

En 1960, 264 milliards ont été investis, dont : 62,9 milliards par les associés (1), 102,4 milliards sous forme d'emprunts et 98,8 milliards sous forme d'autofinancement des sociétés productrices.

Enfin, en 1961, les ressources doivent se présenter de la façon suivante :

Associés	61,5 milliards.
Emprunts	30 milliards.
Auto-financement	164 milliards.

L'examen de l'évolution des formes de financement appelle quelques observations :

En premier lieu, les ressources d'auto-financement, nulles jusqu'en 1959, se sont accrues rapidement et passent de 98,8 milliards en 1960 à 164 milliards en 1961. Toutefois, les progrès de l'auto-financement ne permettent pas encore de couvrir à eux seuls les dépenses nouvelles nécessaires au développement de la recherche, d'autant plus que viendront peser sur l'auto-financement futur, après le décalage dû aux dispositions fiscales sur la reconstitution des gisements, les impôts sur les bénéfices et, beaucoup plus massivement qu'en 1961, le remboursement des 280 milliards d'emprunts contractés par les sociétés de recherche. Cependant, comme le fait observer M. Blancard, président du Bureau de Recherche de Pétrole dans le rapport annuel pour 1960, « les ressources d'auto-financement sont venues fort opportunément prendre le relais d'un effort privé qui a donné des signes de lassitude dont il faut chercher l'explication ailleurs que dans les résultats techniques obtenus ». Cet effort privé a été très dynamique sur le plan boursier en 1956-1957 et 1958. Mais, comme l'observe M. Delavesne, Directeur Général du Bureau de Recherche de Pétrole « l'essoufflement est maintenant apparu et la coopération des épargnants français à la prospection en France devra, pour être ranimée, trouver de nouveaux et sérieux encouragements ».

(1) Capitaux investis par les associés : organismes publics, 21,5 ; sociétés de financement spécialisées, 8,3 ; investisseurs privés français, 10,5 ; groupes pétroliers étrangers et C. F. P., 22,6.

On trouvera dans le tableau ci-dessous la traduction de cette désaffection de l'épargne pour les actions de pétroles sahariens. Les cours de ces actions ont baissé de 50 % à 70 % par rapport au cours le plus élevé de 1959.

	1959 cours de plus élevé.	30 juin 1961.
Sogerap	*472	208
Cofirep A	245,50	82
Cofirep B	226	62
Finarep A	240	82
Finarep B	210	53,50
Repfrance	150	48,20
Genarep	159,50	53
S. N. I. P.	134,50	100

(*) Un droit de souscription a été détaché, d'une valeur de 110 environ.

Sans doute y a t-il eu un engouement excessif à l'origine, mais le marché est passé ensuite d'un optimisme à un pessimisme aussi demesurés l'un que l'autre.

« Le rapport actuel des réserves prouvées et des investissements consentis depuis 1945 ne justifie pas les signes de lassitude qui se manifestent dans le concours de l'épargne privée », disait également M. Blancard dans une allocution prononcée le 13 février 1961.

Mais il est bien certain qu'à côté des calculs économiques de 'rentabilité, le risque politique, dont ni les actionnaires ni les pouvoirs publics ne prévoyaient à l'origine le poids sur le marché, explique la désaffection de l'épargne privée pour les pétroles sahariens.

Il est bien certain que la solution politique adoptée pour le Sahara conditionnera le concours plus ou moins grand de l'épargne privée aux futurs investissements pétroliers dans cette région.

IV. — L'évacuation des hydrocarbures sahariens.

En avril 1961, il a été extrait des gisements sahariens et transporté par canalisation 1.275.000 tonnes de pétrole, correspondant à un rythme annuel de production de 15.520.000 tonnes, qui doit atteindre rapidement 20 millions de tonnes. Par ailleurs, le gaz d'Hassi-R'Mel est arrivé à la côte méditerranéenne, et l'on estime à 300 millions de mètres cubes la consommation de ce gaz sur le territoire de l'Algérie durant l'année en cours. La cadence rationnelle d'exploitation de ce gisement atteindra dans l'avenir plusieurs milliards de mètres cubes par an. De telles quantités d'hydrocarbures ont nécessité pour leur transport la constitution d'un réseau d'oléoducs et de gazoducs dont le tableau ci-dessous rappelle la structure (1).

Oléoducs et gazoducs sahariens.

	LONGUEUR	DIAMETRE	CAPACITE actuelle.	CAPACITE maximum.
Oléoducs.	(En km.)	(En cm.)	(En millions de tonnes.)	
Hassi-Messaoud—Touggourt (1)	170	15	1,065 du 3 mars 1958 au 9 mai 1960.	
Hassi-Messaoud—Bougie	660	60-55	9,3	14
Hassi - Messaoud—El Gassi—El Agreb	120	25	0,5	1,6
Hassi-Messaoud—Ohanet	550	75	8 (sans station de pompage)	18,5 à 26,4 (2)
Hassi-Messaoud—Hassi-R'Mel..	300	20	0,5	1
In-Amenas-la-Skirra	775	60	9,5	17
Total	2.575			31
Gazoducs.			CAPACITE	
Hassi-R'Mel—Arzew	510	60-50	2,8 milliards de m³/an.	
Embranchement Arzew—Oran-	30	35		
Embranchement sur Alger....	300	40		
Total	840			

(1) Cet oléoduc est maintenant inutilisé.
(2) 18,5 millions de tonnes avec trois stations de pompage et 26,4 avec cinq.

(1) Voir également la carte page 29.

En résumé, sur les 3.400 kilomètres posés ou en cours de pose depuis 1957 :

— 1.855 kilomètres d'oléoducs sont en fonctionnement (Hassi-Messaoud—Bougie, Hassi-Messaoud—El Agreb—El Gassi, Hassi-Messaoud—Hassi-R'Mel, In Amenas—la Skirra) ;

— 840 kilomètres de gazoducs viennent d'être également terminés ;

— 550 kilomètres d'oléoducs sont en cours de pose (Ohanet—Hassi-Messaoud) ;

— 170 kilomètres d'oléoducs sont inutilisés (Hassi-Messaoud—Touggourt).

Cet ensemble, réalisé en un temps record, appelle un certain nombre d'observations.

Hassi-Messaoud s'avère être la plaque tournante de tout le système de transport, surtout depuis la décision d'y relier les gisements découverts à Ohanet et à Tin-Fouyé, qui en sont distants de 550 kilomètres et situés respectivement à 100 kilomètres et 200 kilomètres d'In Amenas.

Les deux grandes provinces pétrolières dont il s'agissait d'assurer l'écoulement sont situées dans la zone orientale du Sahara, à l'Est du méridien d'Alger. Si l'on s'était borné à rechercher les trajets les plus courts et les moins difficiles, on eût fait déboucher l'oléoduc d'Edjeleh en Libye, où la côte méditerranéenne est située à 670 kilomètres d'In Amenas. Quant au gisement d'Hassi-Messaoud, il eût été, dans ces conditions, relié au golfe de Gabès, qui est à la fois plus proche que Bougie et d'accès plus facile. Ces trajets offraient les meilleures conditions de rentabilité.

Les solutions qui ont été retenues et réalisées, à savoir Hassi-Messaoud—Bougie et In Amenas—golfe de Gabès, ont constitué une transaction raisonnable et permettent une exploitation des gisements dans de bonnes conditions de rentabilité. On peut, par contre, se demander quels critères ont amené l'adoption du trajet Ohanet—Hassi-Messaoud, à l'inverse de ce que suggère la géographie. Le pétrole du gisement d'Ohanet et des autres gisements qui seraient découverts dans cette région va, en effet, pour atteindre la côte méditerranéenne, être transporté sur une distance de 1.210 kilomètres, alors que l'évacuation par raccordement à l'oléoduc d'In Amenas—la Skirra ramenait la longueur du trajet à 800 kilomètres environ. Ohanet et Tin-Fouyé sont, en effet, situés respectivement à 100 et 200 kilomètres d'In Amenas.

La solution adoptée risque d'entamer la compétitivité des pétroles sahariens qui, à échéance de quelques années, seront menacés par le pétrole libyen, dont les gisements sont à la fois plus proches de la côte et situés à une moindre profondeur.

Sans doute, cette décision a-t-elle eu pour base des motifs politiques. Mais on peut se demander s'il n'est pas dangereux de faire prédominer, pour l'évacuation du pétrole, des considérations politiques accidentelles sur les conditions économiques essentielles.

Le gaz d'Hassi-R'Mel pose quant à lui des problèmes de transport et d'utilisation particuliers.

Le transport au Sahara et en Algérie est maintenant réalisé du gisement lui-même à la côte méditerranéenne. On estime que la demande locale de ce gaz pourrait atteindre 500 millions de mètres cubes assez rapidement, et dans quelques années, en fonction de l'industrialisation, 1 milliard de mètres cubes.

Or, le gazoduc réalisé sera capable, lorsqu'il fonctionnera à plein rendement, de transporter 4 milliards de mètres cubes par an, et sur la base de réserves exploitables de 800 milliards de mètres cubes, la production annuelle du gisement pourrait être supérieure à 20 milliards de mètres cubes. Il est donc nécessaire de trouver des débouchés à ce gaz saharien.

En premier lieu, une industrialisation plus poussée de l'Algérie axée sur l'énergie la moins chère du monde constituerait un débouché supplémentaire. Il y faudrait toutefois du temps.

En second lieu, les pays voisins, Maroc et Tunisie, pourraient être des consommateurs éventuels. Mais l'accroissement des débouchés en Afrique du Nord reste limité par rapport à la production potentielle du gisement, d'où les possibilités d'exportation vers l'Europe qui ont été envisagées. Mais se pose à ce moment le problème du transport, pour lequel deux solutions ont été essentiellement étudiées : l'une consiste à liquéfier le gaz et à le transporter par pétroliers sur les divers marchés européens, et l'autre à poser des gazoducs sous-marins reliant l'Afrique du Nord à la côte espagnole ou à la Sicile et à l'Italie.

Il est également possible de combiner ces deux solutions et de prévoir le transport par méthaniers jusqu'à un port européen, où le gaz serait à nouveau transporté par gazoducs terrestres.

C'est cette solution de liquéfaction du gaz et de transport par méthaniers qui va être employée la première, puisqu'une société anglaise « La Conch » (Continental Oil Shell) vient de passer un accord avec la « Comes » (Société commerciale du méthane saharien) pour acheter un milliard de mètres cubes par an de gaz d'Hassi-R'Mel, qui sera liquéfié à Arzew et transporté vers l'Angleterre par le British Methane.

Mais on étudie, par ailleurs, la possibilité de construire des gazoducs sous-marins, la seule façon, à vrai dire, de transporter du gaz en quantité suffisante pour que l'opération soit économiquement rentable. Plusieurs itinéraires sont possibles : l'un d'eux relierait la côte algérienne à la côte espagnole, de Mostaganem à Carthagène. Le gazoduc Mostaganem—Carthagène aurait 180 kilomètres de long avec des fonds marins de 1.700 mètres. Le gazoduc de Gibraltar n'aurait que 15 kilomètres de long et n'irait jamais à plus de 450 mètres de profondeur.

Une autre étude a porté sur le transport par méthaniers d'Arzew jusqu'à Marseille, puis sur la liaison par gazoduc Marseille—la Ruhr, avec, dans un stade ultérieur, la pose d'une canalisation sous-marine Oran—Marseille.

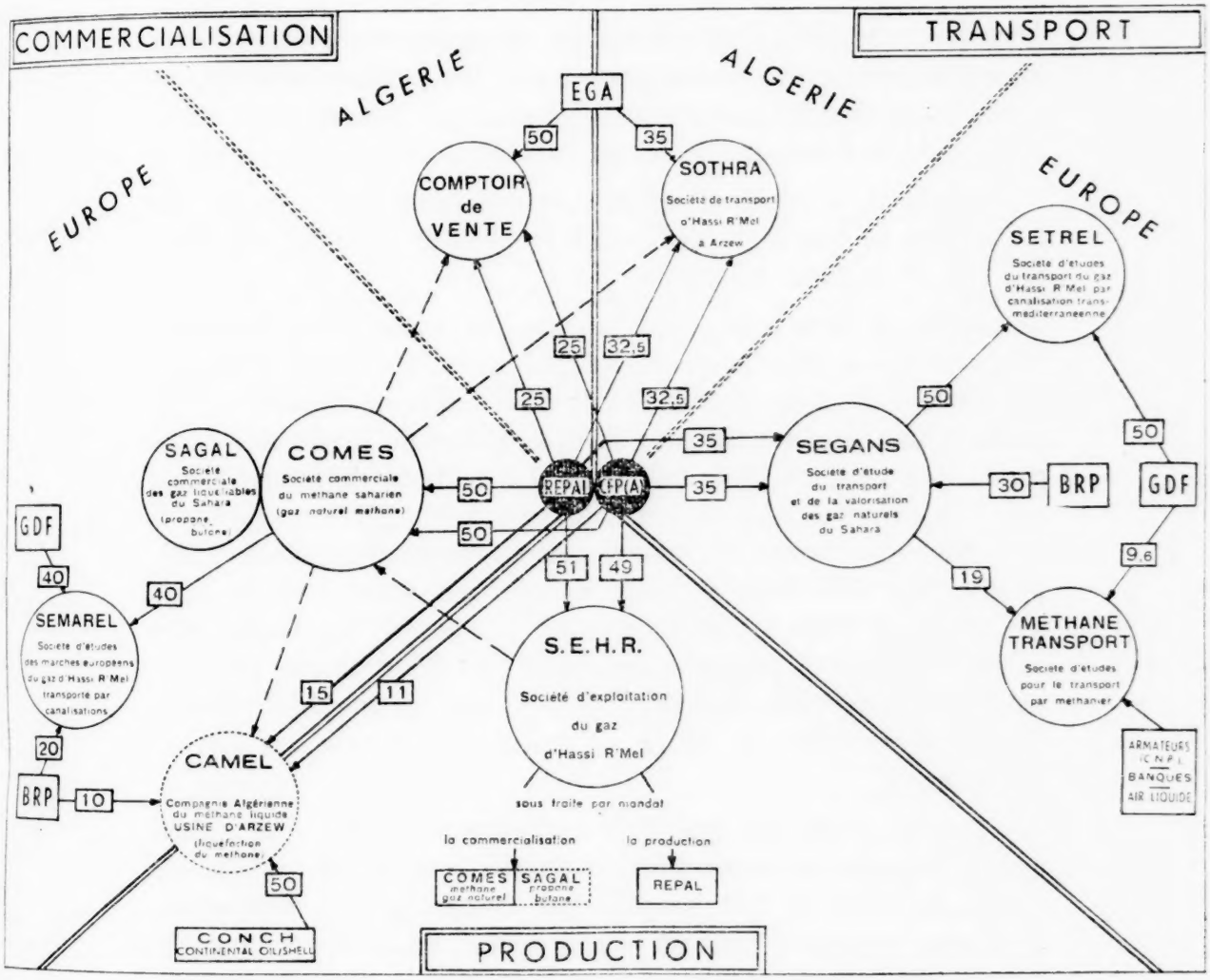
Enfin, on a étudié également l'itinéraire cap Bon—Marsala, qui relierait les gisements sahariens à la Sicile et à l'Italie du Sud.

Il ne faut pas se dissimuler que l'exploitation du gisement d'Hassi-R'Mel se développera par étapes et que les divers moyens de transport seront vraisemblablement utilisés concurremment ou successivement.

Par ailleurs, de nombreux problèmes resteront à résoudre, soit sur le plan technique, le transport par gazoducs sous-marins et la constitution des stockages souterrains dans les zones de consommation, soit sur le plan économique, essentiellement le prix de vente du gaz aux divers points d'utilisation et son intégration dans les bilans énergétiques des différentes nations utilisatrices, et, sur le plan politique, à savoir les formules d'association entre les producteurs, les consommateurs et les pays à travers desquels passeraient les canalisations.

L'organigramme suivant, qui reproduit le dispositif des imbrications de sociétés, mis en place pour assurer la production, la commercialisation et le transport du gaz d'Hassi-R'Mel, donne une petite idée de la complexité des problèmes posés aux divers plans qui viennent d'être évoqués.

GAZ D'HASSI R'MEL



CONCLUSION

Quand on regarde le chemin parcouru soit depuis 1952, point de départ des premières prospections importantes, soit depuis 1956, année faste, jalonnée par les découvertes successives d'Edjeleh, Messaoud, Hassi-R'Mel, Tiguentourine, on ne peut s'empêcher d'être saisi d'un sentiment d'admiration pour les hommes qui ont su mener la recherche jusqu'à la découverte et, celle-ci étant faite, créer dans le minimum de temps l'infrastructure d'exploitation.

Ainsi, la production de pétrole saharien a pu passer de 1,8 million de tonnes en 1959 à 8,6 en 1960 et atteindra, en 1961, environ 17 millions de tonnes.

Si ces chiffres sont conformes aux prévisions faites, la répartition de la production entre les différents gisements n'est pas celle que l'on avait prévue. Le gisement d'Hassi-Messaoud s'est révélé d'une exploitation plus difficile qu'on ne le pensait et sa production sera, en 1961, inférieure à 8 millions de tonnes, alors que l'on prévoyait il y a deux ans une production supérieure à 10 millions de tonnes. En outre, dans la région d'Hassi-Messaoud, le gisement d'El Gassi n'a pas répondu aux espoirs qu'on avait placés en lui. Dans le Sahara oriental, par contre, les découvertes se sont multipliées, faisant du bassin de Fort-Polignac une province pétrolière importante dont la production sera voisine de 9 millions de tonnes en 1961 et devra s'accroître rapidement les années suivantes.

Sur les bases des gisements actuellement connus, on estime que la capacité de production du Sahara sera de 30 millions de tonnes en 1965. Si l'on suppose, par contre, que la prospection au Sahara connaîtra, dans un proche avenir, un succès comparable à celui des années passées, on peut évaluer la capacité de production du Sahara à 50 millions de tonnes en 1965.

Ces chiffres de capacités de production ne correspondront à des tonnages effectivement produits que si les problèmes de commercialisation sont résolus. A cet égard, et jusqu'en 1963, il n'y a pas de graves difficultés. Des problèmes ardus se poseront à partir du moment où les chiffres qui viennent d'être évoqués pour 1965 seront atteints.

D'autant plus que pèse sur les marchés de l'Occident, et pèsera davantage dans les années à venir, la concurrence du pétrole russe.

La production soviétique est, en effet, passée de 37 millions de tonnes en 1950 à 70 millions en 1955 et 148 millions en 1960. Elle doit atteindre 280 millions de tonnes en 1965 et 375 millions de tonnes en 1972. Les ventes à l'exportation ont atteint 20 millions de tonnes en 1960. Elles sont appelées à se développer, les besoins en huile de la consommation intérieure soviétique étant faibles en raison, d'une part, des dimensions réduites du parc automobile et, d'autre part, de l'utilisation du gaz naturel dans l'industrie.

Il est symptomatique de constater que déjà 23 % de la consommation du pétrole brut en Italie vient des puits russes et que, durant l'année écoulée, l'Allemagne de l'Ouest a importé d'U. R. S. S. 2 millions et demi de tonnes. Le prix de ce pétrole, inférieur de 20 à 35 % au prix mondial, est évidemment attractif, et ce n'est pas le moindre paradoxe de voir certaine clientèle occidentale se précipiter sur le pétrole russe en application des règles du capitalisme libéral et de l'achat au moindre prix. Il y a là, de toute évidence, un problème grave, qui doit être posé à nos partenaires du Marché commun et qui doit trouver sa solution dans le cadre des institutions de la C. E. E.

Mais, à côté des gisements d'huile, il ne faut pas négliger le difficile problème que pose la valorisation du gisement de gaz d'Hassi-R'Mel. Si la mise en train de l'exploitation et la mise en place du gazoduc jusqu'à Arzew, avec desserte d'Oran et d'Alger via Orléansville, Blida et Boufarik, ont été effectuées dans le minimum de temps, le problème des débouchés demeure. Pour le moment, l'Algérie peut absorber 500 millions de mètres cubes par an et la Grande-Bretagne vient de conclure un accord avec les producteurs sahariens pour la fourniture d'un milliard de mètres cubes par an liquéfié à Arzew et transporté par méthanier. Les programmes, qui sont fondés sur la construction de deux usines de liquéfaction, aboutissent à des chiffres de l'ordre de 3 milliards de mètres cubes en 1965. Or, le gazoduc peut transporter 4 milliards de mètres cubes et le gisement, en fonction de l'importance de ses réserves, devrait être exploité à un haut niveau : 20 milliards de mètres cubes par an constitueraient une production minimum et il ne serait pas déraisonnable d'envisager une production largement supérieure si débouchés il y avait.

De tels débouchés pourraient naître en Algérie même de l'existence d'une énergie bon marché, qui est liée, elle-même, à l'implantation de gros consommateurs. Or, si l'électrochimie, l'électrométallurgie, la pétrochimie ont envisagé de s'installer dans la zone d'Arzew, aucun projet n'a abouti ; et même dans l'hypothèse d'une expansion rapide de l'industrie en Algérie, les dimensions du gisement sont telles qu'une exploitation normale nécessiterait une exportation massive.

Indépendamment des questions techniques que soulèverait cette exportation, des difficultés demeurent tant sur le plan politique que sur le plan commercial. Les conduites sous-marines ou terrestres emprunteraient, en effet, des territoires soumis à des souverainetés différentes, et il faudrait une entente durable entre tous les pays intéressés par cette source d'énergie. En outre, l'apport de gaz saharien pourrait perturber l'équilibre énergétique de certains pays européens, notamment si de nouveaux gisements de gaz étaient découverts en Europe. Il faudrait donc, en tout état de cause, procéder par étapes suffisamment importantes pour satisfaire aux critères de rentabilité et aux nécessités techniques, sans verser toutefois dans un gigantisme perturbateur.

On entrevoit ainsi la complexité de l'exploitation du gisement d'Hassi-R'Mel : l'industrialisation de l'Algérie nécessite une énergie à bon marché, qui suppose elle-même des ventes massives en Europe. La solidarité de l'Europe et de l'Afrique apparaît une fois de plus.

Enfin, toujours dans le domaine économique, une dernière observation doit être présentée. Il se développe au Sahara un réseau de transports, oléoducs et gazoducs, d'une longueur d'ores et déjà supérieure à 3.000 kilomètres. On aimerait que la géographie des transports paraisse guidée par des impératifs logiques. Or, si les considérations économiques semblent l'avoir emporté dans le choix du tracé In Amenas—la Skhirra, on ne peut admettre que celui d'Ohanet—Hassi-Messaoud ait obéi à des critères analogues. Et l'on peut se demander si de telles variations ne risquent pas d'handicaper l'exploitation future du Sahara, notamment par rapport aux gisements libyens.

Ainsi transparaît une nouvelle fois l'incidence du politique sur l'économique. Et si ce rapport n'a pas évoqué jusqu'alors l'hypothèque politique qui pèse sur la terre algérienne et par contrecoup

sur l'exploitation du Sahara pétrolier, c'est par souci de traiter du problème dans le cadre strict de la compétence de la Commission. Il n'en reste pas moins qu'il n'est pas possible, du seul point de vue économique, de faire abstraction de cette hypothèque.

Mais, s'agissant du Sahara, il faut rappeler que les difficultés ne proviennent pas de l'existence d'une population de 600.000 habitants disséminée sur le pourtour d'un désert de 2 millions de kilomètres carrés et gravitant autour de centres de peuplement situés de part et d'autre des frontières fixant les limites du Sahara par rapport aux Etats riverains.

Sur ces populations, le problème de souveraineté ne devrait pas poser des difficultés insurmontables, d'autant plus que leur implantation présentera toujours une certaine fluidité. Reste essentiellement l'exploitation des richesses du Sahara. Là aussi les difficultés ne sont pas insolubles. Il existe, en effet, une institution à vocation internationale limitée à cette région saharienne, l'O. C. R. S. (Organisation commune des Régions sahariennes), dont les interventions présentent un caractère économique, social et technique, sans incidence politique. Ainsi, la République du Niger et la République du Tchad ont pu adhérer à l'O. C. R. S. et bénéficier du concours de cette institution sans que soit limitée leur souveraineté sur les zones sahariennes et leurs territoires.

Cette institution, qui à l'usage s'est révélée être d'une grande souplesse, peut donc être l'instrument qui permettra de poursuivre la mise en valeur du sous-sol saharien. Mais en tout état de cause, on ne saurait oublier que, il n'y a pas si longtemps, celui qui prétendait prospecter le Sahara avec quelque chance de succès passait pour un illuminé ; qu'il revient à la France d'avoir, contre l'opinion établie, prospecté ce désert, découvert les richesses endormies et permis leur exploitation, ainsi que la prospection de la Libye voisine. Sans doute, depuis 1956, beaucoup ont voulu voler au secours de la victoire ; mais l'impulsion initiale est française. Les travaux ultérieurs d'exploration et d'exploitation sont, pour la plus grande partie, le fait de la France, et les 500 milliards de francs investis au Sahara durant la dernière décennie sont essentiellement des capitaux français, qu'ils aient eu pour origine des apports privés ou une contribution de la puissance publique. Il serait donc inéquitable de minimiser le rôle de la France et déplorable d'accepter que tout cet effort ait été accompli en vain.

Il serait par ailleurs contraire à la réalité de nier l'importance que représente le pétrole saharien dans l'équilibre économique de la France et dans son indépendance énergétique.

En outre, dans un marché mondial où la production de pétrole est supérieure à la consommation, le seul débouché assuré pour le pétrole saharien est actuellement le marché français.

Cet ensemble de circonstances, à savoir l'effort fourni par la France depuis dix ans, le débouché naturel qu'elle constitue pour le pétrole saharien et la place de ce pétrole dans son bilan énergétique, amène à penser qu'il est essentiel que le pétrole du Sahara demeure du pétrole-franc. Si cette solution n'était pas adoptée, on peut craindre que, sous des influences diverses, soit stérilisée une richesse qui n'aurait pas existé sans la France et qu'en définitive celle-ci soit frustrée du bénéfice d'une entreprise hardie, tandis que le Sahara et l'Afrique seraient privés des conséquences bénéfiques que doit avoir et qu'a déjà d'ailleurs l'extraction du pétrole.

ANNEXE I

BILAN ENERGETIQUE DE LA FRANCE EN 1960 (ABSTRACTION FAITE DU BOIS [1])

	UNITES réelles.	EN MILLIONS de tonnes d'équivalent charbon.	POURCENTAGE
I. — Charbon et lignite :			
1° Production nationale..	57,4 millions de tonnes (2).	57,4	45
2° Echanges extérieurs :			
A. — Importations ...	15,9		
B. — Exportations ...	1,6		
C. — Importations nettes (A — B).	14,3 millions de tonnes.	14,3	11,2
II. — Hydroélectricité	40 milliards de kWh.	16	12,6
III. — Gaz naturel	2,615 milliards de mètres cubes épurés (3).	3,6	2,8
IV. — Pétrole :			
1° Production métropolitaine	2 millions de tonnes.	2,6	2
2° Production extra-métropolitaine :			
a) Sahara	6,5 millions de tonnes.	8,450	6,6
b) Gabon, Congo	0,8 million de tonnes.	1,040	0,8
3° Echanges extérieurs :			
A) Importations :			28,4
a) Pétrole brut	23,7 millions de tonnes.	30,8	
b) Produits finis ...	2,5 millions de tonnes.	3,750	
B) Exportations de produits finis	6,9 millions de tonnes.	10,3	
C) Importations nettes (A — B).....		24,250	19
Total		127,6	

(1) La consommation de bois est estimée à 3.600.000 tonnes d'équivalent charbon.
(2) Production 58,2 millions de tonnes — stockage 800.000 tonnes.
(3) Production 2,850 milliards de mètres cubes — stockage 235 millions de mètres cubes.

ANNEXE II

BILAN PETROLIER DE LA FRANCE EN 1960

(En millions de tonnes.)

RESSOURCES			UTILISATIONS		
Production métropolitaine		2	Marché intérieur métropolitain		24
Réception de pétrole brut zone franc :			Consommation civile	22,9	
Sahara	6,5		Consommation militaire	1,1	
Gabon	0,8		Soutes françaises		1,35
Congo	0,03		Autres marchés de la zone franc		3,3
		7,33	Exportations :		
Importations de l'étranger :			Pays étrangers	3,3	
Pétrole brut	23,7		Soutes étrangères	0,3	
Produits finis	2,5				3,6
		26,2	Consommations des raffineries et pertes		3,2
			Variation des stocks		0,053
Total		35,53	Total		35,53

Paris. — Imprimerie des Journaux officiels, 26, rue Desaix.